

SOMMAIRE

1 **SOMMAIRE**

2 Ce Plan est le deuxième que le Distributeur soumet à l'approbation de la Régie
3 de l'énergie (la « Régie »). Le premier, le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, a
4 été déposé le 25 octobre 2001 et couvrait la période 2002-2011. Il a été approuvé
5 par la Régie le 2 août 2002¹.

6 Depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, un certain nombre
7 d'événements ont modifié le contexte énergétique, ce qui oblige le Distributeur à
8 ajuster quelque peu sa stratégie d'approvisionnement, laquelle demeure
9 cependant inchangée dans les grandes lignes. En effet, comme le Distributeur le
10 soulignait dans ses états d'avancement, « *la mise en œuvre du plan*
11 *d'approvisionnement demande des ajustements ponctuels en fonction de*
12 *l'évolution de la situation réelle* ».

13 La *Loi sur la Régie de l'énergie* oblige le Distributeur à procéder par appel d'offres
14 pour satisfaire les besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale. Depuis l'entrée
15 en vigueur de cette disposition en 2000, le Distributeur a déjà procédé à
16 l'acquisition d'approvisionnements de long terme pour une capacité installée de
17 plus de 2 100 MW et à des approvisionnements de court terme pouvant atteindre
18 650 MW.

19 Selon l'horizon du Plan d'approvisionnement 2005-2014 (le Plan), on peut
20 distinguer deux périodes :

21 I. **Les approvisionnements des années 2005-2008** : pour cette période le
22 Distributeur ne peut combler ses besoins additionnels que par des appels
23 d'offres sur les marchés de court terme. En effet, le délai nécessaire entre
24 l'octroi d'un contrat de long terme et le début des livraisons, lorsqu'il s'agit

¹ Décision D-2002-169.

1 de nouvelles productions, est tel qu'on ne peut compter sur des quantités
2 significatives avant 2009.

3 **II. Les approvisionnements des années 2009-2014** : pour cette période le
4 Distributeur aura recours à des appels d'offres pour l'octroi de contrats de
5 long terme.

6 Le Plan est basé sur la plus récente prévision à long terme de la demande
7 d'électricité au Québec, mise à jour en août 2004. Le tableau suivant présente
8 les approvisionnements requis en énergie et en puissance, sur l'horizon du Plan.

9 Approvisionnements additionnels requis²

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Énergie (TWh)	3,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Puissance additionnelle requise à la pointe (MW)	0	668	417	331	390	478	607	781	999	1 242

10
11

12 **Appels d'offres sur les marchés de court terme**

13 Les besoins prévisibles selon le scénario moyen de la demande sur la période
14 2005-2008 seront comblés sur les marchés de court terme. En 2004, les appels
15 d'offres de court terme auront permis de garantir qu'une grande portion des
16 besoins prévisibles de l'année 2005 seront comblés. En 2005, le Distributeur
17 procédera à deux appels d'offres de court terme pour combler les besoins de
18 l'année 2006. Selon le scénario moyen de la demande, c'est plus de 6 TWh qui
19 seront alors acquis sur les marchés de court terme pour satisfaire les besoins de

² Dans tous les tableaux, les sommes peuvent être calculées à partir de valeurs non arrondies. Il est possible que les résultats soient légèrement différents de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des données arrondies présentées dans le document.

1 2006. À moyen terme, le Distributeur lancera d'autres appels d'offres de court
2 terme pour les besoins de 2007-2008.

3 **Appels d'offres sur les marchés de long terme**

4 Selon le scénario moyen de la demande, les besoins additionnels à long terme ,
5 soit les besoins à partir de 2008-2009, obligeront le Distributeur à lancer d'autres
6 appels offres de long terme au cours des prochaines années. Le premier appel
7 d'offres de long terme visera à faire l'acquisition d'un second bloc d'énergie
8 éolienne. Dès l'adoption d'un règlement à cet effet, le Distributeur procédera au
9 lancement de cet appel d'offres.

10 À plus long terme, les besoins additionnels prévus ne sont pas suffisants pour
11 que le Distributeur procède prochainement à un autre appel d'offres de long
12 terme. Le Distributeur a lancé en octobre 2004 un appel d'offres pour l'acquisition
13 d'une première tranche de 350 MW produits à partir de cogénération. Il s'agit
14 d'une première tranche sur les 800 MW de cogénération prévus au règlement du
15 gouvernement. Le Distributeur considèrera dans ses prochains appels d'offres de
16 long terme le potentiel restant de la cogénération. On estime à environ 100 MW
17 les besoins de base pour l'année 2012 et à 250 MW pour l'année 2014. Sur
18 l'horizon du Plan, c'est donc un total de 600 MW d'électricité produite par
19 cogénération qui pourrait être acquise par appels d'offres. À cet horizon, le
20 Distributeur pourrait lancer d'autres appels d'offres ouverts à toutes les sources
21 de production.

22 Le tableau qui suit compare l'équilibre énergétique de l'actuel Plan
23 d'approvisionnement à celui de l'État d'avancement 2003.

- 1 Romaine, le raccordement de La Romaine à partir de Natashquan et le jumelage
- 2 éolien-diesel au Nunavik.

- 3 La stratégie proposée vise à garantir, au meilleur coût possible, un
- 4 approvisionnement fiable et sécuritaire à une population dispersée sur un vaste
- 5 territoire exposée à des conditions climatiques extrêmes comportant des
- 6 températures très froides, de forts vents et des milieux salins.

CONTEXTE DU PLAN

1		
2		
3	1 CONTEXTE GÉNÉRAL	5
4	1.1 HISTORIQUE 2001-2004	5
5	1.2 L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE	10
6	1.3 LES RÉSEAUX MUNICIPAUX ET LA COOPÉRATIVE	11
7	1.4 LES RÉSEAUX AUTONOMES	11
8	1.5 LA PRODUCTION DISTRIBUÉE	12
9	1.6 LES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	13
10		

1 **1 CONTEXTE GÉNÉRAL**

2 **1.1 Historique 2001-2004**

3 Ce Plan est le deuxième que le Distributeur soumet à l'approbation de la Régie
4 de l'énergie (la « Régie »). Le premier, le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, a
5 été déposé le 25 octobre 2001 et couvrait la période 2002-2011. Il a été approuvé
6 par la Régie le 2 août 2002¹. Conformément aux exigences du *Règlement sur la*
7 *teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, le Distributeur a déposé à la
8 Régie des états d'avancement du *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, en 2002
9 et en 2003, et il soumet le présent Plan, trois ans après le dépôt du premier.

10 Depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, un certain nombre
11 d'événements ont modifié le contexte énergétique, ce qui oblige le Distributeur à
12 ajuster quelque peu sa stratégie d'approvisionnement, laquelle demeure
13 cependant inchangée dans les grandes lignes. En effet, comme le Distributeur le
14 soulignait dans ses états d'avancement, « *la mise en œuvre du plan*
15 *d'approvisionnement demande des ajustements ponctuels en fonction de*
16 *l'évolution de la situation réelle* ».

17 Voici un rappel des événements relatifs aux approvisionnements, survenus
18 depuis octobre 2001.

19 **25 octobre 2001** Le Distributeur dépose son *Plan d'approvisionnement*
20 *2002-2011*.

21 **21 février 2002** Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2002-01, pour
22 des approvisionnements totalisant 600 MW, avec un début
23 des livraisons en 2006.

¹ Décision D-2002-169.

- 1 **1^{er} mars 2002** Le Distributeur dépose une requête visant à modifier le
2 *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, pour tenir compte
3 du fait que la prévision de la demande doit être augmentée
4 de 500 MW, suite à l'annonce de l'agrandissement de
5 l'aluminerie Alouette de Sept-Îles.
- 6 **4 juin 2002** Le Distributeur reçoit 19 soumissions totalisant 4 716 MW
7 de puissance, dont 18 se sont révélées conformes au
8 document d'appel d'offres, en réponse à l'appel d'offres
9 A/O 2002-01, du 21 février 2002.
- 10 **22 novembre 2002** Le Distributeur dépose son premier *État d'avancement du*
11 *Plan d'approvisionnement 2002-2011*.
- 12 **10 décembre 2002** Le Distributeur accorde à Hydro-Québec Production deux
13 contrats d'approvisionnement, suite à l'appel d'offres
14 A/O 2002-01, lancé en février 2002. Les contrats totalisent
15 600 MW, soit 350 MW de base et 250 MW de produit
16 cyclable.
- 17 **5 mars 2003** Le gouvernement édicte le *Règlement sur l'énergie*
18 *éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*,
19 lequel prévoit un bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne et
20 un second bloc de 100 MW d'énergie produite avec de la
21 biomasse.
- 22 **15 avril 2003** Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2003-01 portant
23 sur 100 MW d'électricité produite avec de la biomasse.
- 24 **12 mai 2003** Le Distributeur lance l'appel d'offres A/O 2003-02 portant
25 sur 1 000 MW d'électricité de source éolienne.

- 1 **10 juin 2003** Le Distributeur accorde à TransCanada Energy un contrat
2 de 507 MW de base, suite à l'appel d'offres A/O 2002-01
3 lancé en février 2002.
- 4 **19 août 2003** La Régie approuve les trois contrats découlant de l'appel
5 d'offres A/O 2002-01, totalisant 1 107 MW et 8,2 TWh/an.
- 6 **31 octobre 2003** Le Distributeur dépose son deuxième *État d'avancement*
7 *du Plan d'approvisionnement 2002-2011*.
- 8 **3 décembre 2003** La Régie approuve la mise en œuvre d'un programme
9 d'électricité interruptible pour la période du 1^{er} décembre
10 2003 au 30 novembre 2004. En vertu du programme, les
11 grands clients mettent à la disposition du Distributeur un
12 potentiel d'électricité interruptible de 832 MW.
- 13 **10 décembre 2003** Le gouvernement édicte le *Règlement sur l'énergie*
14 *produite par cogénération*, lequel prévoit un bloc de
15 800 MW d'énergie produite par cogénération.
- 16 **18 décembre 2003** Le Distributeur retient trois offres totalisant 74 MW
17 d'électricité produite avec de la biomasse, suite à l'appel
18 d'offres A/O 2003-01, du 15 avril 2003.
- 19 **15 janvier 2004** La demande de pointe atteint le record historique de
20 35 704 MW.
- 21 **9 février 2004** Le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des
22 Parcs demande à la Régie un avis « *sur la sécurité*
23 *énergétique des Québécois à l'égard des*
24 *approvisionnements électriques et la contribution du projet*
25 *du Suroît à celle-ci* ».
- 26 **15 mars 2004** Suite à l'appel d'offres A/O 2003-01, du 15 avril 2003,
27 relatif au bloc de 100 MW d'énergie produite avec de la

- 1 biomasse, le Distributeur accorde deux contrats
2 d’approvisionnement, pour un total de 39,4 MW.
- 3 **mai 2004** Suite à son premier appel d’offres de court terme lancé en
4 avril 2004, le Distributeur signe cinq transactions avec le
5 groupe Constellation pour des approvisionnements de
6 court terme, totalisant 250 MW en base, pour la période du
7 1^{er} janvier au 31 décembre 2005.
- 8 **1^{er} juin 2004** Le Distributeur dépose à la Régie une proposition de
9 critère non monétaire relié au développement durable. Ce
10 critère, à être appliqué dans le cadre de tous les appels
11 d’offres de long terme ouverts à toutes les sources
12 d’approvisionnement, comporte 4 sous-critères, dont un
13 relatif aux émissions de gaz à effet de serre des projets
14 présentés par les soumissionnaires.
- 15 **9 juin 2004** La Régie approuve les deux contrats d’approvisionnement
16 pour de l’énergie produite avec de la biomasse.
- 17 **16 juin 2004** Le Distributeur reçoit 32 offres, pour un total de quelque
18 4 000 MW, en réponse à l’appel d’offres A/O 2003-02, du
19 12 mai 2003, relatif au bloc de 1 000 MW d’énergie
20 éolienne.
- 21 **25 juin 2004** Le Distributeur demande à la Régie la reconduction, pour
22 la période du 1^{er} décembre 2004 au 30 novembre 2006, du
23 programme d’électricité interruptible qu’elle avait approuvé
24 le 3 décembre 2003.
- 25 **30 juin 2004** La Régie transmet au Ministre son avis A-2004-01 « *sur la*
26 *sécurité énergétique des Québécois à l’égard des*
27 *approvisionnements électriques et la contribution du projet*

1 *du Suroît à celle-ci* ». L'avis comporte seize
2 recommandations que le Distributeur a prises en compte,
3 dans la mesure où elles s'appliquent, dans la préparation
4 du présent Plan.

5 **30 juin 2004**

6 Le gouvernement délivre un certificat d'autorisation à
7 TransCanada Energy pour la construction de la centrale de
8 Bécancour, laquelle doit livrer les approvisionnements
9 prévus au contrat de 507 MW mentionné plus haut. Dans
10 son avis A-2004-01, la Régie avait recommandé au
11 gouvernement « *l'autorisation immédiate du projet de*
12 *centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada*
13 *Energy afin d'assurer l'approvisionnement en électricité*
 des Québécois ».

14 **7 juillet 2004**

15 Le Distributeur avise la Régie de son intention de lancer un
16 premier appel d'offres relatif au bloc d'énergie produite par
17 cogénération, dès septembre 2004. Dans son avis A-2004-
18 01, la Régie avait recommandé « *que l'appel d'offres sur la*
 cogénération soit lancé le plus tôt possible ».

19 **8 juillet 2004**

20 Dans le but d'assurer la sécurité d'approvisionnement en
21 temps réel et aux meilleurs coûts possibles des
22 consommateurs québécois, le Distributeur dépose à la
23 Régie une demande de dispense de recourir à l'appel
24 d'offres pour les contrats d'approvisionnement de court et
 de très court terme.

25 **16 août 2004**

26 La Régie approuve l'abrogation, à compter du 1^{er} avril
27 2004, du tarif biénergie CII (tarif BT).

27 **4 octobre 2004**

28 Suite à l'appel d'offres A/O 2003-02, du 12 mai 2003, relatif
 au bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne, le Distributeur

1 accorde neuf contrats d’approvisionnement, pour un total
2 de 990 MW.

3 **6 octobre 2004**

4 Le Distributeur lance deux appels d’offres. L’appel d’offres
5 de court terme A/O 2004-03 vise à acquérir des quantités
6 mensuelles variant entre 100 et 400 MW afin de compléter
7 les approvisionnements 2005. L’appel d’offres de long
8 terme A/O 2004-02 a trait à l’acquisition de 350 MW
9 produits à partir de cogénération. Il s’agit d’une première
10 tranche sur les 800 MW de cogénération prévus au décret
11 du gouvernement du Québec et tel que recommandé par la
12 Régie de l’énergie dans son avis sur la sécurité
 énergétique des Québécois.

13 **14 octobre 2004**

14 La Régie reconduit, pour la période du 1^{er} décembre 2004
15 au 30 novembre 2006, le programme d’électricité
 interruptible qu’elle a approuvé le 3 décembre 2003.

16 **14 octobre 2004**

17 La Régie approuve la demande du Distributeur concernant
18 un critère non monétaire relié au développement durable.
19 La Régie demande que ce critère soit appliqué pour tous
 les appels d’offres de long terme.

20 Le Plan est basé sur la plus récente prévision à long terme de la demande
21 d’électricité au Québec, mise à jour en août 2004. Il tient également compte des
22 effets que les événements énumérés plus haut ont ou auront sur l’offre et la
23 demande en électricité.

24 **1.2 L’électricité patrimoniale**

25 Le Distributeur prévoit que le volume de consommation patrimoniale sera atteint
26 en 2005. Toute consommation des marchés québécois qui excède le volume

1 d'électricité patrimoniale doit être satisfaite par des approvisionnements
2 complémentaires.

3 **1.3 Les réseaux municipaux et la Coopérative**

4 Bien qu'il leur soit possible d'acheter leur électricité auprès d'autres
5 fournisseurs, les neuf réseaux municipaux sont toujours clients du Distributeur.
6 Leurs besoins et ceux de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-
7 Baptiste-de-Rouville totalisent environ 910 MW et 4,3 TWh par année (en sus de
8 ce qu'ils produisent eux-mêmes) et sont donc pris en compte dans le Plan. Pour
9 l'instant, le Distributeur n'a reçu de la part de ces réseaux aucune indication
10 qu'ils souhaitaient modifier la présente situation.

11 De plus, en vertu des dispositions du *Règlement sur la teneur et la périodicité du*
12 *plan d'approvisionnement*, ces réseaux n'ont pas à présenter de plan
13 d'approvisionnement si la totalité de leurs approvisionnements prévus au cours
14 des trois prochaines années provient du Distributeur. Or, à ce jour, aucun des
15 dix réseaux n'a, à la connaissance du Distributeur, soumis de plan
16 d'approvisionnement à la Régie. Le Distributeur retient donc toujours l'hypothèse
17 qu'il continuera à approvisionner ces réseaux pendant la durée du Plan.

18 **1.4 Les réseaux autonomes**

19 Le Québec compte 44 villages qui ne sont pas reliés au réseau de transport
20 d'Hydro-Québec. Ces villages sont situés au Nunavik, sur la Basse Côte-Nord,
21 sur l'île d'Anticosti, en Haute Mauricie et aux Îles de la Madeleine.

22 Ces communautés sont desservies par 24 centrales. À l'exception de la centrale
23 hydroélectrique du Lac Robertson, toutes les centrales des réseaux autonomes
24 sont constituées de groupes électrogènes à moteurs diesel. Ces centrales et les
25 équipements de transport et de distribution qui y sont reliés constituent autant de
26 réseaux autonomes.

1 La production totale des réseaux autonomes se chiffre à environ 71 MW et
2 334 GWh par an, soit environ 500 fois moins que les besoins en puissance et en
3 énergie des clients du Distributeur reliés au réseau de transport.

4 La prévision des besoins et la planification et l'exploitation des réseaux
5 autonomes ont toujours été faites indépendamment de celles du réseau de
6 distribution relié au réseau de transport.

7 La Loi prévoit le régime particulier suivant pour les réseaux autonomes :

- 8 • L'ensemble des équipements servant à produire, transporter et distribuer
9 l'énergie font partie du réseau de distribution.
- 10 • Les volumes de consommation des réseaux autonomes sont exclus de
11 l'électricité patrimoniale.
- 12 • Le Distributeur peut soumettre à l'approbation de la Régie des programmes
13 commerciaux visant à favoriser l'utilisation d'autres formes d'énergie que
14 l'électricité, pour le chauffage des espaces et de l'eau.

15 En raison des particularités décrites ci-dessus, la question des réseaux
16 autonomes fait l'objet d'un traitement indépendant au sein du Plan.

17 **1.5 La production distribuée**

18 Dans son premier Plan, le Distributeur avait proposé que la question de la
19 production distribuée (ou décentralisée) fasse l'objet d'une réflexion ultérieure.

20 Le Distributeur a amorcé une discussion sur les aspects techniques de
21 l'autoproduction, avec les intervenants, dans le cadre de sa demande relative à
22 la modification de certaines conditions de service liées à l'alimentation en
23 électricité et des frais afférents (R-3535-2004).

1 De plus, le Distributeur déposera à la Régie, en 2004, une demande visant à
2 établir des modalités relatives à l'autoproduction.

3 **1.6 Les mesures d'efficacité énergétique**

4 Quant aux mesures d'efficacité énergétique, il convient de noter que, selon
5 l'article 72 de la Loi, le Plan doit faire état des « *contrats [à] conclure pour*
6 *satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures*
7 *d'efficacité énergétique* ».

8 Le présent Plan tient compte des économies d'énergie qui sont et seront
9 réalisées grâce aux programmes déjà en vigueur. Il tient compte également des
10 économies d'énergie qui pourraient être réalisées par la mise en œuvre du Plan
11 global en efficacité énergétique (PGEÉ) 2005-2010, soit environ 3 TWh à
12 l'horizon 2010. Ce plan a été soumis à la Régie le 21 octobre 2004
13 (R-3552-2004).

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

1	baril	Unité de volume pour produits pétroliers.
2		1 baril = 0,158984 m ³ = 158,984 litres =
3		0,14 tonne de pétrole brut.
4	consommation des centrales	Quantité d'électricité utilisée pour le
5		fonctionnement des centrales d'Hydro-
6		Québec Production.
7	courbe de puissances classées	Courbe représentant les quantités de
8		puissance appelées à chaque heure d'une
9		période (par exemple une année ou un
10		mois), classées en ordre décroissant.
11	Day Ahead Market (DAM)	Marché — dans une zone donnée (par
12		exemple ISO New England ou New York
13		ISO) — pour les approvisionnements en
14		électricité, dont les prix sont établis — pour
15		chacune des heures du lendemain — en
16		fonction de l'offre et de la demande. Voir
17		aussi <i>Hour Ahead Market</i> .
18	degrés-jours de chauffage	Dans le but d'obtenir un indice des besoins
19		de chauffage d'une période, on cumule les
20		degrés-jours de chauffage calculés pour
21		chaque journée de cette période. Les degrés-
22		jours de chauffage d'une journée sont
23		calculés en prenant la différence positive
24		entre une température de base et la
25		température moyenne de la journée. Ainsi,
26		pour une journée où la température moyenne
27		est de -25 ⁰ C, on obtient avec une
28		température de base 15 :

1		15 – (-25) = 40 degrés-jours.
2	énergie	L'énergie est le produit de la puissance par
3		le temps. Dans le Système international (SI),
4		l'unité de mesure de l'énergie est le joule. En
5		électricité, l'énergie se mesure en wattheures
6		(Wh). Par exemple, une ampoule
7		incandescente d'une puissance de 100 watts
8		consommara en dix heures une quantité
9		d'énergie de 1 000 wattheures ou de 1
10		kilowattheure (kWh).
11	énergie involontaire	Quantité d'énergie qui résulte de la
12		différence entre l'énergie qui a été
13		effectivement livrée et l'énergie qui était
14		programmée. Cette différence résulte d'aléas
15		sur l'offre (pannes, défauts de livraison) ou
16		sur la demande (aléa climatique, aléa
17		prévisionnel), en temps réel.
18	facteur d'utilisation (F.U.)	Rapport entre d'une part, l'énergie produite
19		par une centrale (ou consommée par un
20		client) pendant une période de temps et,
21		d'autre part, l'énergie qui aurait été produite
22		(ou consommée) pendant la même période,
23		à pleine puissance. Par exemple, une
24		centrale de 100 MW peut produire :
25		100 MW x 8 760 heures = 876 000 MWh ou
26		876 GWh, par année.

1		Si la production réelle de cette centrale fut de
2		740 GWh, son facteur d'utilisation, pour
3		l'année considérée, fut de :
4		$740/876 = 84,5 \%$.
5	gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10^9 joules.
6	gigawattheure (GWh)	1 milliard de wattheures = 10^9 wattheures.
7	groupe électrogène	Ensemble formé d'un moteur diesel et d'un
8		alternateur, pour la production d'électricité
9		dans les réseaux autonomes.
10	Hour Ahead Market (HAM)	Marché — dans une zone donnée (par
11		exemple ISO New England ou New York
12		ISO) — pour les approvisionnements en
13		électricité, dont les prix sont établis une (1)
14		heure à l'avance, en fonction de l'offre et de
15		la demande. Voir aussi <i>Day Ahead Market</i> .
16	joule (J)	Unité de mesure de l'énergie dans le
17		Système international.
18	kilowatt (kW)	1 000 watts = 10^3 watts.
19	kilowattheure (kWh)	1 000 wattheures = 10^3 wattheures.
20	mégawatt (MW)	1 million de watts = 10^6 watts.
21	mégawattheure (MWh)	1 million de wattheures = 10^6 wattheures.
22	millier de pieds cubes (mpc)	Unité de volume du gaz naturel.
23		$1 \text{ mpc} = 28,3168 \text{ m}^3 \approx 1,05 \text{ GJ}$.
24	NPCC	Northeast Power Coordinating Council. Un
25		des dix organismes régionaux qui forment le
26		North American Electric Reliability Council

1	(NERC).
2	Le NPCC a pour mission la promotion de la
3	fiabilité et de l'efficacité des réseaux de
4	transport, pour le Nord-Est de l'Amérique du
5	Nord. Il accomplit cette mission en
6	établissant des critères et en assurant la
7	coordination de la planification, de la
8	conception et de l'exploitation des réseaux,
9	et en évaluant la conformité des réseaux à
10	ces critères.
11	Son territoire regroupe l'État de New York,
12	les six États de la Nouvelle-Angleterre, le
13	Québec, l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, la
14	Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard.
15	OPEP Organisation des pays exportateurs de
16	pétrole.
17	PIB Produit intérieur brut. Somme des valeurs
18	des biens et services issus de la production
19	à l'intérieur des frontières d'un pays,
20	comptées sans répétition.
21	puissance Quantité d'énergie fournie ou consommée
22	par unité de temps. En électricité, la
23	puissance se mesure en watts (W). Une
24	ampoule de 50 watts consommera en 20
25	heures 1 000 wattheures ou 1 kilowattheure.
26	Une ampoule de 100 watts consommera en
27	10 heures 1 000 wattheures ou 1
28	kilowattheure. Dans les deux cas, la quantité

1	d' <u>énergie</u> consommée est la même.	
2	Cependant la <u>puissance</u> requise pour	
3	alimenter l'ampoule sera de 50 watts dans le	
4	premier cas et de 100 watts dans le second	
5	cas.	
6	service d'équilibrage	Service en vertu duquel un producteur peut
7		compenser les fluctuations inhérentes à une
8		source d'énergie intermittente (p. ex. énergie
9		éolienne, centrales au fil de l'eau).
10	services complémentaires	Services assurant le bon fonctionnement du
11		réseau de transport aux niveaux requis de
12		fréquence, de tension et de stabilité, ainsi
13		qu'un fonctionnement adéquat en cas
14		d'incident.
15	stockage (d'énergie)	Technique consistant à accumuler des
16		apports hydriques dans le but de les faire
17		servir à la production d'énergie électrique à
18		d'autres moments.
19		On appelle déstockage l'opération
20		consistant à soutirer les apports ainsi
21		stockés pour fin de production d'électricité.
22	térawattheure (TWh)	1 milliard de kilowattheures = 10^{12}
23		wattheures
24	usage interne	Électricité utilisée dans les bâtiments qui
25		appartiennent à Hydro-Québec, à l'exclusion
26		de la consommation des centrales.

1	watt (W)	Unité de mesure de la puissance.
2		Correspond à un transfert d'énergie de 1
3		joule en 1 seconde.
4	wattheure (Wh)	Unité de mesure de l'énergie. Correspond à
5		l'énergie produite pendant 1 heure à une
6		puissance de 1 watt, soit 3 600 joules.
7	WTI	West Texas Intermediate. Pétrole brut
8		produit au Texas et dans le sud de
9		l'Oklahoma, transité sur le marché spot
10		américain à Cushing, Oklahoma. Le prix du
11		WTI sert de référence pour celui d'autres
12		types de pétrole brut livré à Cushing.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABLE DES MATIÈRES

1 CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	7
1.1 CONTEXTE DÉMOGRAPHIQUE	7
1.2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE	8
1.3 CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE	10
1.4 SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES	13
2 PRÉVISION DE LA DEMANDE	14
2.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	14
2.1.1 Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de consommation	14
2.1.2 Prévision des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)	19
2.1.3 Prévision des besoins en énergie	19
2.1.4 Prévision en puissance - par usage final	20
2.1.5 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011	24
2.1.6 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011	29
2.2 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	35
2.2.1 Économies d'énergie	35
2.2.2 Moyens de gestion de la consommation	37
2.3 PROFIL HORAIRE DES BESOINS PRÉVUS	38
2.4 IMPACT DES ALÉAS SUR LES BESOINS	40
2.4.1 L'aléa sur la demande prévue	41
2.4.2 L'aléa climatique	46
2.4.3 L'aléa global	49
ANNEXE A - SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	51

TABLEAUX

TABLEAU 1.1 Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario moyen	13
--	----

TABLEAU 2.1 Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation Scénario moyen (TWh)	18
TABLEAU 2.2 19 Prévision des ventes à la bi-énergie CII Scénario moyen (GWh)	19
TABLEAU 2.3 20 Prévision des besoins en énergie Scénario moyen (TWh)	20
TABLEAU 2.4 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final Scénario moyen (MW)	24
TABLEAU 2.5 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan Prévision des ventes régulières au Québec Scénario moyen (TWh)	26
TABLEAU 2.7 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final ¹ Scénario moyen (MW)	29
TABLEAU 2.8 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011 Prévision des ventes régulières au Québec Scénario moyen (TWh)	31
TABLEAU 2.10 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final ¹ Scénario moyen (MW)	34
TABLEAU 2.11 Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)	37
TABLEAU 2.12 Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)	37
TABLEAU 2.13 Moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)	38
TABLEAU 2.14 Scénarios d'encadrement de la prévision des besoins en énergie (TWh)	41
TABLEAU 2.15 Aléa de la prévision des besoins annuels en énergie	43

TABLEAU 2.16		
Aléa de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver		45
TABLEAU 2.17		
Impact de l'aléa global sur les besoins en énergie (TWh)		50
TABLEAU 2.18		
Impact de l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)		50
TABLEAU A.1		
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario fort		52
TABLEAU A.2		
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques Scénario faible		52
TABLEAU A.3		
Scénarios d'encadrement de prévision de la demande Ventes en TWh		55
TABLEAU A.4		
Scénarios d'encadrement de prévision de la demande Besoins en puissance en MW		55
<u>GRAPHIQUES</u>		
GRAPHIQUE 2.1		
Évolution des courbes de puissances classées du profil horaire des besoins - Année 2008, 2010 et 2014		40
GRAPHIQUE 2.2		
Histogramme de l'aléa de la prévision des besoins en énergie Année 2008 (horizon 4 ans)		42
GRAPHIQUE 2.3		
Scénarios d'encadrement et aléa de la prévision des besoins en énergie		44
GRAPHIQUE 2.4		
Scénarios d'encadrement Besoins en puissance à la pointe d'hiver		45
GRAPHIQUE 2.5		
Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie Année 2008		47
GRAPHIQUE 2.6		
Aléa climatique sur les besoins en énergie Période de janvier à mars et d'octobre à décembre – Année 2008		48
GRAPHIQUE 2.7		
Aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver Hiver 2007-08		49

1 **1 CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 Cette section présente les hypothèses démographiques, économiques et
3 énergétiques à la base de la prévision des ventes régulières d'électricité au
4 Québec utilisée dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014. Cette prévision
5 des ventes régulières d'électricité au Québec est décrite dans la section
6 suivante.

7 **1.1 Contexte démographique**

8 Lors des prochaines années, la population du Québec continue de croître, mais
9 à un rythme plus lent que par le passé. En 2014, elle atteint 7 808 milliers
10 d'habitants, ce qui représente une croissance d'un peu plus de 278 000 en
11 10 ans.

12 L'indice synthétique de fécondité est relativement faible (1,5 enfant par femme)
13 et le nombre de femmes en âge de procréer se réduit : une baisse du nombre de
14 naissances en résulte. Par ailleurs, malgré l'accroissement de l'espérance de vie
15 à la naissance (celle-ci est estimée actuellement à environ 77 ans pour les
16 hommes et à 82,6 ans pour les femmes), le nombre de décès augmente en
17 raison de la structure par âge vieillissante de la population. L'accroissement
18 naturel de la population québécoise a donc tendance à ralentir et ne suffira pas
19 au renouvellement de celle-ci à long terme.

20 Sur l'horizon du plan, le solde migratoire (composé des migrations
21 interprovinciales et internationales) est positif de 14 500 personnes par an
22 environ et vient légèrement appuyer la croissance naturelle de la population.

23 La formation de ménages, étant fonction de l'accroissement de la population et
24 de l'évolution des taux de formation de ménage, ralentit également. Toutefois,
25 ce ralentissement se fait plus doucement que pour la population en raison du
26 décalage dans le temps entre les naissances et la formation de ménages. Le

1 nombre de ménages passe de 3 174 milliers en 2004 à 3 474 milliers en 2014,
2 soit une formation de 300 000 nouveaux ménages.

3 Le corollaire de cette évolution démographique est le vieillissement accru de la
4 population. L'âge moyen passe ainsi de 39,4 ans en 2004 à 42,3 ans en 2014.
5 Sur le même horizon, la part des moins de 20 ans dans l'ensemble de la
6 population passe de 23 % à 20 % alors que celle des 65 ans et plus augmente
7 plus rapidement de 14 % à 18 %. Le nombre de ménages dont le soutien
8 économique est une personne âgée augmente. Or, tout changement dans la
9 composition des ménages par âge influence la demande de logements
10 (unifamiliaux, multifamiliaux, etc.), la consommation de biens et de services et
11 les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et se répercute ainsi sur la
12 demande d'électricité.

13 **1.2 Contexte économique**

14 Au cours des dernières années, l'économie québécoise a profité de
15 l'amélioration du marché du travail, des taux d'intérêt historiquement bas et de la
16 forte hausse du revenu personnel disponible. La consommation a été soutenue
17 alors que les mises en chantier résidentielles atteignaient en 2003 un sommet
18 vieux de 15 ans, grisant ainsi le secteur de la construction et la demande
19 intérieure par ses nombreuses retombées économiques.

20 Cependant, en 2003, la reprise économique a vite été rabrouée, car le secteur
21 manufacturier québécois est replongé en récession technique en raison de
22 l'emballlement de la valeur du dollar canadien et de ses effets sur les
23 exportations. Entachée par la contre-performance du secteur manufacturier, la
24 croissance du PIB s'est établie à 1,9 %.

25 Profitant de la reprise économique mondiale et de la hausse du prix des
26 ressources, la production industrielle devrait reprendre avec plus de force en
27 2004. Par contre, dès 2005, la fin de la poussée du secteur résidentiel et la

1 baisse de régime de l'économie américaine pourraient ralentir de nouveau
2 l'allure de l'économie québécoise. Dans ce contexte, le Distributeur prévoit, dans
3 son scénario moyen, une croissance du PIB de 3,0 % en 2004 et de 2,4 % en
4 2005.

5 À moyen terme, la hausse des prix des ressources, notamment de l'énergie,
6 pourrait engendrer de l'inflation. Réagissant à cela et au gonflement de
7 l'endettement public américain, les taux d'intérêt prendront une tendance
8 haussière. En contrepartie, la hausse de l'utilisation des ressources et de la
9 capacité industrielle devrait amener une augmentation de l'investissement. Le
10 Distributeur anticipe donc que l'économie du Québec fonctionnera près de sa
11 croissance potentielle.

12 L'amélioration récente de la migration nette a conduit le Distributeur à rehausser
13 légèrement sa prévision de croissance économique à long terme. Le
14 phénomène de ralentissement démographique naturel est toutefois beaucoup
15 plus lourd. Il conduira à une moins grande disponibilité de main-d'œuvre, à une
16 moins forte croissance de la demande intérieure et à des changements de la
17 demande pour les biens et services.

18 Sur la période 2004 à 2008, la croissance annuelle moyenne du PIB réel du
19 Québec est prévue à 2,6 % dans le scénario moyen. À plus longue échéance,
20 les effets des changements démographiques commencent à se faire sentir sur
21 l'économie. Une croissance moyenne du PIB de 2,4 % par an est donc retenue
22 sur la période 2009 à 2014.

1 **1.3 Contexte énergétique**

2 ***Gaz naturel***

3 L'hiver 2002-2003 s'était achevé avec des stocks de gaz naturel aux États-Unis
4 inférieurs de 49 % à la moyenne des cinq années précédentes. Il fallait alors
5 reconstituer très rapidement les stocks pour être en mesure de satisfaire la
6 demande de l'hiver suivant alors que les approvisionnements (production et
7 importations) étaient en baisse. Pendant l'été 2003, les injections
8 hebdomadaires ont été très fortes (supérieures à 100 milliards de pieds cubes
9 pendant plusieurs semaines consécutives) grâce à un effacement très important
10 de la demande (substitutions par d'autres formes d'énergie, mais aussi
11 fermetures d'usine dans le secteur des engrais et de la chimie) lié aux prix
12 élevés du gaz naturel et, dans une moindre mesure, à un été relativement doux.
13 La demande de gaz naturel aurait ainsi diminué de 4,6 % sur l'ensemble de
14 2003 en dépit de l'hiver rigoureux.

15 Au début de la saison de chauffe (au 1^{er} novembre 2003), les stocks de gaz
16 étaient supérieurs à la moyenne des cinq années précédentes, et à aucun
17 moment depuis cette date, il n'y a eu de réelles inquiétudes quant au niveau des
18 stocks. Toutefois, au cours du premier semestre de 2004, les prix du gaz naturel
19 ont été en moyenne largement supérieurs à ceux des années précédentes.
20 L'offre de gaz sur le marché américain devrait dépasser celle de 2003 de 0,6 %
21 selon les estimations de l'Energy Information Administration, mais la demande
22 devrait croître plus rapidement que l'offre (+1,1 %). Par ailleurs, celle-ci est déjà
23 contrainte, étant donné la forte croissance attendue du PIB en 2004 (+4,8 %).
24 En outre, les prix actuels des énergies concurrentes (pétrole brut, mais aussi
25 produits pétroliers et charbon) limitent les possibilités de substitutions et font
26 pression à la hausse sur le prix du gaz naturel.

1 À moyen et long terme, le Distributeur maintient son positionnement quant à
2 l'évolution du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta. Plus précisément,
3 celui-ci devrait demeurer plus élevé que par le passé (autour de 5,79 \$CAN par
4 millier de pieds cubes en 2014). À moyen terme, tout comme la Régie le
5 reconnaissait dans l'avis A-2004-01, il devrait néanmoins être inférieur au prix
6 observé en 2003 (6,85 \$CAN par millier de pieds cubes), en raison notamment
7 du développement graduel des importations de gaz naturel liquéfié et d'un relatif
8 desserrement du marché nord-américain.

9 La demande de gaz naturel aux États-Unis devrait augmenter d'environ 1,4 %
10 par an d'ici à 2025, notamment en raison de la demande émanant des
11 producteurs d'électricité et de l'industrie. Pour répondre à cette demande
12 croissante, il faudra mettre en œuvre d'importants efforts d'exploration et de
13 forage. En outre, les nouveaux champs seront de petites tailles, à des
14 profondeurs importantes ou localisés dans des régions excentrées (Alaska et
15 Delta du Mackenzie notamment). Des investissements massifs seront donc
16 requis pour la mise en production de ces champs et la construction de nouvelles
17 infrastructures de transport jusqu'au principaux centres de consommation.
18 Malgré tout, la production de gaz naturel aux États-Unis ne devrait s'accroître
19 que de 1 % par an en moyenne d'ici 2025. Les États-Unis devront donc avoir un
20 recours accru aux importations de gaz naturel liquéfié par méthaniers.

21 ***Pétrole brut***

22 En 2003, le prix du pétrole brut "West Texas Intermediate" (WTI) a été de
23 31,13 \$ÉU/baril, soit 19 % plus haut que l'année précédente. Par ailleurs, entre
24 les mois de juillet 2003 et juillet 2004, le prix spot moyen du baril de pétrole brut
25 WTI a gagné plus de 10 \$ÉU.

26 Avec une croissance de l'économie meilleure qu'anticipée, la demande mondiale
27 de pétrole a augmenté plus rapidement qu'attendue à la fin de 2003 et au cours
28 du premier trimestre de 2004. Ainsi, pour ce seul trimestre, la croissance de la

1 consommation mondiale de pétrole dépasserait 1,9 Mb/j (année/année). Pour
2 l'ensemble de 2004, la croissance de la demande serait la plus forte depuis
3 1980 et atteindrait entre 2,2 Mb/j et 2,5 Mb/j. Cet élément explique en bonne
4 partie l'augmentation du prix du baril des derniers mois.

5 Face aux prix élevés, l'OPEP n'a pratiquement jamais respecté ses quotas de
6 production au cours de la dernière année. Elle produit à l'heure actuelle
7 quasiment au maximum de ses capacités de production. La marge de
8 manœuvre pour accroître la production mondiale est particulièrement faible, ce
9 qui vient aggraver les tensions sur le marché. En effet, toute défaillance d'un
10 pays producteur important pourrait entraîner des problèmes
11 d'approvisionnement. Or, les risques politiques sont très présents dans plusieurs
12 pays, notamment en Irak, au Nigeria ou au Venezuela, sans parler d'éventuels
13 attentats touchant des infrastructures pétrolières en Arabie Saoudite ou des
14 possibles répercussions de l'affaire Yukos en Russie.

15 À cela s'ajoutent des stocks commerciaux relativement bas tant aux États-Unis
16 que dans l'ensemble de l'OCDE. Les prix à terme ont souvent été plus bas que
17 les prix spot, diminuant d'autant les motivations pour stocker. Enfin, d'autres
18 éléments, à savoir la pénurie de capacités de raffinage ou la dépréciation du
19 dollar américain ont également contribué à l'augmentation des prix.

20 À moyen terme, avec l'accroissement de l'offre mondiale (Russie, Afrique de
21 l'Ouest, etc.), le prix du pétrole brut WTI devrait diminuer par rapport au prix
22 observé à l'heure actuelle. Cependant, des débats au sein de l'OPEP pour
23 relever la fourchette de prix de son panier de sept types de pétrole brut ont
24 actuellement cours. Il est probable qu'aucune décision ne soit officiellement
25 prise dans l'immédiat. Néanmoins, le prix devrait donc être supérieur à celui de
26 la décennie passée (autour de 35 \$ ÉU en 2014), étant donné la prédominance
27 grandissante des pays de l'OPEP sur le marché pétrolier à cet horizon, et ce,

1 même si le prix du panier de pétroles de l'OPEP n'atteignait pas le seuil que
2 l'organisation se sera fixée.

3 **1.4 Sommaire de la prévision des principales variables économiques,**
4 **démographiques et énergétiques**

5 Le tableau suivant présente les principaux intrants de la prévision de la
6 demande d'électricité au Québec.

7 **TABLEAU 1.1**
8 **Principales variables démographiques, économiques et énergétiques**
9 **Scénario moyen**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 530	7 566	7 597	7 628	7 657	7 685	7 713	7 738	7 763	7 786	7 808
Âge moyen (années)	39,44	39,76	40,07	40,38	40,66	40,95	41,24	41,53	41,80	42,06	42,33
Nombre de ménages (milliers)	3 174	3 213	3 249	3 283	3 315	3 345	3 375	3 403	3 428	3 451	3 474
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	52,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5
Croissance du PIB (%)	3,0	2,4	2,6	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Croissance du PIB manufacturier (%)	3,2	2,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,4	2,4	2,4
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	2,5	2,7	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	2,1	1,8	2,3	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	1,9	1,9	1,9
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	7,01	7,16	6,82	6,45	6,24	5,86	5,59	5,55	5,49	5,54	5,79
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00	30,53	31,53	32,76	34,04	35,37

10

1 **2 PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 Le présent Plan est basé sur la révision d'août 2004 de la prévision de la
3 demande d'électricité. Cette prévision inclut les besoins des réseaux de
4 distribution municipaux.¹

5 **2.1 Prévision de la demande d'électricité au Québec**

6 Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au
7 Québec sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant la prévision des
8 ventes régulières par secteur de consommation et la prévision des besoins en
9 énergie, ainsi que la prévision des besoins réguliers du Distributeur en
10 puissance (en MW), comprenant notamment la prévision de la pointe d'hiver.

11 **2.1.1 Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de**
12 **consommation**

13 **Méthodologie**

14 La prévision des ventes est effectuée par secteur de consommation :
15 Domestique et Agricole, Général et Institutionnel, Industriel, et Autres. Pour
16 chaque secteur de consommation, la prévision se fonde sur les historiques des
17 ventes publiées, estimées mensuellement à partir des ventes facturées,
18 normalisées pour les conditions climatiques. Par ailleurs, les ventes publiées
19 normalisées de chaque année sont corrigées afin d'attribuer les ajustements
20 comptables² aux années auxquelles ils se rapportent. Ainsi, pour une année
21 donnée, la partie de l'ajustement comptable de cette année qui touche l'année

¹ Les besoins de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville sont aussi intégrés dans le Plan d'approvisionnement.

² Lorsque requis, les ajustements comptables (ajustements du facturé/livré) sont effectués à la fin d'une année civile. Ils corrigent l'estimation des ventes publiées d'une période de 12 mois se terminant le 30 juin de l'année en fonction des ventes facturées au cours de cette période.

1 précédente est exclue, alors que la partie de l'ajustement comptable de l'année
2 subséquente qui s'y rapporte lui est ajoutée.

3 Les modèles de prévision utilisés reflètent le plus fidèlement possible le
4 comportement énergétique prévisible des différents types de clients composant
5 chacun des secteurs de consommation. La prévision des ventes repose
6 évidemment sur le positionnement de nombreuses hypothèses relativement aux
7 facteurs qui influencent l'évolution de la demande. Parmi ces hypothèses, on
8 retrouve celles concernant les variables socioéconomiques. Ce sont les
9 prévisions démographiques (prévision de population et prévision de ménages),
10 les prévisions économiques (environnement économique et monétaire, marché
11 du travail et revenu personnel disponible, mises en chantier de logements,
12 produit intérieur brut par industrie, tonnes de production industrielle) et les
13 prévisions des prix des combustibles (prix du pétrole et du gaz naturel).

14 D'autres hypothèses touchent les données de type commercial, soit les
15 informations spécifiques ou générales sur les clients de grande puissance et
16 leurs marchés, les hypothèses technico-économiques par marché (les taux de
17 diffusion des appareils, les caractéristiques des équipements, etc.) et l'impact
18 attendu sur les ventes par secteur de consommation des différentes
19 interventions commerciales d'Hydro-Québec Distribution. Ainsi, la prévision des
20 ventes aux clients de grande puissance est produite par client sur un horizon de
21 trois ans en intégrant les prévisions des variations de charge obtenues à partir
22 de consultations auprès de chacun de ces clients et en considérant les
23 prévisions d'activité économique par secteur d'activité. Sur un horizon plus
24 lointain, peu ou pas d'informations peuvent être obtenues auprès de chacun des
25 clients sur les variations de charge. Conséquemment, dans un premier temps, la
26 prévision à plus long terme des ventes aux clients de grande puissance est
27 établie par secteur d'activité. Celle-ci découle d'études prospectives par produit

1 ou par secteur d'activité et de la prévision économique à long terme (produit
2 intérieur brut industriel et tertiaire).

3 Un scénario moyen est établi en utilisant les valeurs les plus probables des
4 hypothèses sous-jacentes à la prévision. Des scénarios d'encadrement (annexe
5 1B) fort et faible déterminent ensuite une fourchette de l'évolution de la
6 demande.

7 ***Résultats du scénario moyen***

8 En 2014, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,8 TWh. Cela
9 représente une augmentation de 20,8 TWh sur la période 2004-2014 ou un taux
10 annuel moyen de croissance de 1,2 % ou environ 2 TWh par an.
11 Comparativement à la croissance observée sur la période 1994-2004, cela
12 représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la
13 croissance totale des ventes au Québec s'est établie à 25,4 TWh, soit en
14 moyenne 2,5 TWh par an ou un taux annuel moyen de 1,7 %.

15 C'est au secteur industriel (PME et Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel
16 de la croissance prévue (68 %) ; les secteurs Domestique et Agricole ainsi que
17 Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 20 % et 7 %.

18 Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont détaillés ci-après
19 par secteur de consommation et présentés dans le tableau 2.1.

20 **a) Domestique et Agricole**

21 Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 35 % des ventes au Québec,
22 la croissance prévue sur la période 2004-2014 est de 4,3 TWh. Cela correspond
23 à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 % comparativement à 1,2 % pour
24 l'ensemble des ventes au Québec. À court terme, la croissance dans ce secteur
25 est principalement soutenue par le dynamisme de la construction résidentielle. À
26 moyen et long terme, la croissance provient essentiellement de la formation de

1 ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel
2 disponible.

3 **b) Général et Institutionnel**

4 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance
5 prévue sur la période 2004-2014 est de 1,4 TWh, ce qui équivaut à un taux de
6 croissance annuel moyen de 0,4 %. Suite à la décision favorable de la Régie, la
7 prévision du Distributeur tient compte de l'abrogation totale du tarif BT le 1er
8 avril 2006 et suppose une rétention de seulement 35 % des ventes attribuables
9 à ce tarif. Cette hypothèse explique la diminution des ventes au secteur Général
10 et Institutionnel en 2005. À plus long terme, la croissance des ventes s'explique
11 essentiellement par l'accroissement de la population (et des besoins en services
12 qui en découlent), du PIB tertiaire et du revenu personnel disponible. À ces
13 facteurs, s'ajoutent les prix des autres formes d'énergie qui influencent
14 favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

15 **c) Industriel PME**

16 Au secteur Industriel petites et moyennes entreprises (7 % des ventes au
17 Québec), la croissance prévue des ventes d'électricité sur la période 2004-2014
18 s'établit à 1,2 TWh. Cela correspond à un rythme de croissance annuel moyen
19 de 1,1 %. Cette croissance des ventes s'explique principalement par
20 l'accroissement du PIB manufacturier et par l'implantation d'électrotechnologies.

21 **d) Industriel Grandes entreprises**

22 Au secteur Industriel Grandes entreprises (35 % des ventes au Québec), la
23 croissance prévue des ventes s'élève à 13,0 TWh sur la période 2004-2014, ce
24 qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 2,0 %. Cette croissance
25 est en grande partie attribuable à la reprise éventuelle des activités chez ABI,
26 touchée par une grève en 2004, et à l'expansion de l'aluminerie Alouette à
27 Sept-Îles (phase 2) dont la mise en service est prévue pour l'hiver prochain. À lui

1 seul, ce projet compte pour quelque 4,3 TWh de la croissance prévue. Sans ce
2 projet, le taux de croissance annuel moyen des ventes au secteur Industriel
3 Grandes entreprises serait de 1,4 %.

4 **e) Autres**

5 Le secteur Autres regroupe les réseaux de distribution municipaux, l'éclairage
6 des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux
7 municipaux comptent pour 4,2 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2004.
8 Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des
9 ventes s'élève à 0,9 TWh entre 2004 et 2014 ou 1,7 % par an en moyenne. Plus
10 de 80 % de cette croissance provient des réseaux de distribution municipaux. La
11 prise en compte à plus long terme d'innovations technologiques et, dans une
12 moindre mesure, le transport public seront les principales autres sources de
13 croissance de la demande.

14 **TABLEAU 2.1**

15 **Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation**
16 **Scénario moyen (TWh)**

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	60,9	61,0	61,4	4,3
Général et Institutionnel	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	33,8	34,0	34,2	1,4
Industriel PME	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	11,6	11,7	11,9	1,2
Industriel Grandes entreprise	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	70,8	71,0	71,4	13,0
Autres	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	0,9
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8

17 ¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

18

1 **2.1.2 Prédiction des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)**

2 Suite à la décision D-2004-170 de la Régie, la prédiction du Distributeur tient
3 compte de l'abrogation totale du tarif BT le 1er avril 2006 et suppose une
4 rétention de seulement 35 % des ventes attribuables à ce tarif.

5 Le tableau 2.2, qui suit, donne la prédiction des ventes à la bi-énergie CII ainsi
6 que l'hypothèse de transfert des ventes vers les tarifs réguliers et le tarif de
7 transition pour les serres.

8 **TABLEAU 2.2**
9 **Prédiction des ventes à la bi-énergie CII**
10 **Scénario moyen (GWh)**

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Ventes au tarif BT	1 640	985	386	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 640
Transfert des ventes au tarif BT vers les tarifs D, G, M et vers le tarif de transition (serres)	4	98	423	637	628	618	609	600	591	582	573	569

11 ¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

12 **2.1.3 Prédiction des besoins en énergie**

13 C'est à partir de la prédiction des besoins en énergie visés par le Plan que seront
14 déterminés les approvisionnements requis. Par définition, il s'agit des besoins
15 des clients desservis par le réseau de TransÉnergie³, les réseaux autonomes
16 faisant l'objet d'un exercice de planification séparé.

17 Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés de la
18 consommation à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de
19 distribution et de transport. Par rapport à la prédiction des ventes présentée à la
20 section 2.1.1, la consommation visée par le Plan est obtenue en soustrayant de
21 ces ventes celles faites dans les réseaux autonomes et en y additionnant

³ Une exception : les besoins visés par le Plan comprennent ceux (de 7 à 10 GWh par an) de la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée au réseau d'Hydro-Québec. Pour des raisons pratiques et historiques, cette charge a toujours été alimentée par de la production située en Ontario. Les coûts de cette alimentation sont assumés par le Distributeur.

1 l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses
2 bâtiments et ses chantiers.

3 Les besoins en énergie décrits dans ce Plan n'incluent aucune consommation
4 marginale associée à la tarification en temps réel (MR et LR) ; il n'y a pas de
5 prévision de long terme de ces ventes, étant donné leur volatilité. Les besoins
6 en énergie visés par le Plan qui résultent de ces ajustements sont présentés au
7 tableau 2.3.

8 **TABLEAU 2.3**
9 **Prévision des besoins en énergie**
10 **Scénario moyen (TWh)**

	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Prévision des ventes	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
+ Usage interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	-0,1
= Consommation visée par le Plan	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	182,9	183,6	184,8	20,7
+ Pertes de distribution et de transport	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	13,7	13,7	13,8	1,3
= Besoins visés par le Plan	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6	22,0

11 ¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

12
13 **2.1.4 Prévision en puissance - par usage final**

14 **Méthodologie**

15 L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir
16 compte, outre les besoins en énergie définis à la section 2.1.3, de la
17 consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité
18 patrimoniale puisque la mesure de la puissance n'est généralement faite qu'aux
19 bornes des alternateurs.

20 Pour obtenir la prévision des besoins en puissance, on applique des hypothèses
21 de caractéristiques de consommation aux besoins annuels en énergie prévus

1 par usage (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres usages) ou par
2 secteur de consommation. Ces caractéristiques portent sur la répartition
3 mensuelle de l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de la puissance
4 appelée à la pointe du réseau sur l'énergie consommée mensuellement. Les
5 hypothèses relatives à ces caractéristiques proviennent des historiques
6 mensuels de la demande d'électricité, de mesures des profils de consommation,
7 de modèles de simulation de la demande horaire de certains usages et d'autres
8 indicateurs pertinents tels, par exemple, les degrés-jours de chauffage.

9 ***Résultats du scénario moyen***

10 Les besoins réguliers du Distributeur⁴ en puissance passeront de 34 450 MW
11 pour la pointe de l'hiver 2003-2004 à 37 365 MW pour la pointe de l'hiver 2013-
12 2014, soit un accroissement d'un peu plus de 2 900 MW représentant une
13 croissance annuelle moyenne de 0,8 % ou un peu moins de 300 MW.
14 Comparativement à la croissance observée entre les hivers 1993-1994 et 2003-
15 2004, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix
16 années, la croissance totale des besoins en puissance à la pointe d'hiver s'est
17 établie à environ 5 600 MW, soit en moyenne 560 MW par an ou un taux annuel
18 moyen de 1,8 %.

19 La prévision par usage est détaillée ci-après et présentée dans le tableau 2.4.

20

21 **a) Chauffage des locaux**

22 Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 27 %
23 des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2003-2004 et montre une hausse
24 de 525 MW entre les hivers 2003-2004 et 2013-2014. Cela correspond à un taux

⁴ À compter du présent plan, le terme «besoins réguliers du Distributeur» remplace le terme «besoins réguliers au Québec» utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

1 de croissance annuel moyen de 0,6 %, un taux inférieur à celui des besoins
2 réguliers du Distributeur.

3 Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel (excluant la
4 consommation au tarif BT) compte pour 9 % des besoins. Il connaît une
5 progression moyenne d'environ 60 MW lors des trois prochains hivers sous
6 l'effet notamment du transfert d'une partie des ventes au BT vers les tarifs
7 réguliers. Sur le reste de la période, ces besoins de chauffage accusent un recul
8 annuel moyen de 20 MW. En conséquence, sur l'ensemble de la période, cette
9 composante affiche une mince croissance de 30 MW.

10 Au total, avec une part de 36 % à la pointe de l'hiver 2003-2004 et un taux
11 d'augmentation moyen de 0,4 % par année, la contribution du chauffage des
12 locaux à la croissance totale des besoins se chiffre à 19 %.

13

14 **b) Bi-énergie CII**

15 La demande provenant de la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et
16 Industrielle), assujettie au tarif BT, représente 1 % des besoins en puissance à
17 la pointe de l'hiver 2003-2004. Cette demande disparaîtra complètement d'ici
18 l'hiver 2006-2007 suite à la décision de la Régie de l'énergie d'accueillir
19 favorablement la demande d'abrogation totale de ce tarif le 1^{er} avril 2006. Il est
20 prévu qu'une partie importante de la clientèle optera pour les combustibles alors
21 que d'autres clients transféreront leur consommation de chauffe électrique au
22 tarif BT vers les tarifs réguliers.

23

24 **c) Chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole**

25 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole compte pour 5 % des
26 besoins à la pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une progression de près de

1 180 MW sur la période ou un taux de croissance moyen de 1 % par année, cet
2 usage fournit 6 % de la hausse totale des besoins.

3

4 **d) Industriel Petites et moyennes entreprises (PME)**

5 Le secteur Industriel PME représente 5 % des besoins à la pointe de l'hiver
6 2003-2004. Il enregistre une augmentation de 220 MW entre les hivers 2003-
7 2004 et 2013-2014, soit un rythme annuel moyen d'expansion de 1,3 %. La
8 participation de cet usage à la croissance totale se situe à 8 %.

9

10 **e) Industriel Grandes entreprises**

11 Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins à la
12 pointe de l'hiver 2003-2004 et soutient de façon très importante la progression
13 des besoins avec une part de 42 %. La hausse prévue entre 2003-2004 et 2013-
14 2014 s'élève à 1 220 MW, soit 1,5 % en moyenne par année. Ce taux de
15 croissance est presque deux fois plus élevé que celui des besoins totaux. Le
16 projet d'expansion d'Alouette constitue un élément important de la croissance de
17 cette période.

18

19 **f) Autres usages**

20 Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur
21 Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur
22 Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les
23 réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, la consommation des
24 chantiers hydro-électriques et la consommation des centrales d'Hydro-Québec
25 Production. La part de ces besoins résiduels se chiffre à 31 % des besoins à la
26 pointe de l'hiver 2003-2004. Avec une augmentation d'un peu plus de 1 220 MW
27 sur la période, cette composante montre un rythme de croissance annuelle de

1 1,1 %, un rythme légèrement supérieur à celui des besoins totaux. La
2 progression de cet ensemble d'usages est à l'origine de 42 % de la hausse
3 totale des besoins réguliers du Distributeur.

4 **TABLEAU 2.4**
5 **Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final**
6 **Scénario moyen (MW)**

	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 03-13
Chauffage domestique et agricole	9 198	9 271	9 360	9 425	9 474	9 517	9 552	9 574	9 632	9 678	9 723	525
Chauffage général et institutionnel	3 237	3 270	3 332	3 406	3 390	3 353	3 331	3 294	3 285	3 277	3 268	31
Bi-énergie CII (tarif BT)	480	257	258	0	0	0	0	0	0	0	0	-480
Eau chaude domestique et agricole	1 645	1 668	1 688	1 708	1 726	1 744	1 761	1 778	1 794	1 808	1 822	177
Industriel PME	1 653	1 684	1 715	1 734	1 749	1 764	1 783	1 804	1 826	1 849	1 873	220
Industriel Grandes entreprises	7 519	7 226	8 046	8 191	8 360	8 491	8 559	8 608	8 645	8 696	8 739	1 220
Autres usages	10 718	10 808	11 013	11 210	11 312	11 413	11 546	11 641	11 727	11 836	11 940	1 222
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (Besoins visés par le Plan)	34 450	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365	2 915

7 ¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.
8

9 **2.1.5 Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan**
10 **d'approvisionnement 2002-2011**

11 **Prévision des ventes**

12 Tel qu'indiqué dans le tableau 2.5, à l'horizon 2011, la prévision de la demande
13 d'électricité du Plan d'approvisionnement 2005-2014 est inférieure de 3,2 TWh à
14 la prévision de l'État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-
15 2011.

16 Une bonne partie de cet écart, 2,9 TWh, se retrouve du côté de la prévision des
17 ventes à la clientèle Grandes entreprises. Le retrait de projets dans le secteur
18 des alumineries, dont la modernisation de l'usine d'Alcoa à Baie-Comeau, dans
19 la prévision du présent Plan explique cette différence. À court terme, les ventes
20 prévues à la clientèle Grandes entreprises de la plus récente prévision sont
21 également inférieures à celles de l'État d'avancement 2003 du Plan. Le conflit
22 de travail chez A.B.I. occasionne des pertes importantes. Par contre, la montée

1 en charge plus rapide de l'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2) augmente
2 les ventes prévues en 2005.

3 L'abrogation du tarif BT, découlant de la décision de la Régie, reflétée dans le
4 présent Plan, entraîne une réduction des ventes de 1,3 TWh à l'horizon 2011
5 par rapport à la prévision des ventes de l'État d'avancement 2003 du Plan, la
6 rétention de clients supposée n'étant que 35 %. La révision à la hausse des
7 économies d'énergie découlant de la prise en compte de la proposition de Plan
8 global en efficacité énergétique 2005-2010 (R-3552-2004) entraîne, quant à elle,
9 un écart de 1,5 TWh à l'horizon 2011.

10 Toutefois, la prévision des ventes au secteur Domestique et Agricole utilisée
11 pour l'actuel Plan d'approvisionnement a été revue à la hausse par rapport à la
12 prévision de l'État d'avancement 2003 du Plan de 1,3 TWh à l'horizon 2011. Les
13 mises en chantier ont été plus élevées en 2003 que prévu dans l'État
14 d'avancement 2003 du Plan et leur prévision pour 2004 a été revue à la hausse.
15 De plus, une mise à jour des taux de diffusion du chauffage électrique a aussi
16 contribué à gonfler cet écart.

1
2
3
4

TABLEAU 2.5
Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ²	2003 ^{3,4}	2004 ^{5,6}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Domestique et Agricole												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	52,7	54,0	56,2	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	7,7
État d'avancement 2003 du Plan	52,7	54,0	55,3	56,2	56,3	56,9	57,3	57,9	58,0	58,5	59,0	6,3
Écart	0,0	0,0	0,9	1,0	1,4	1,6	1,7	1,7	1,8	1,6	1,3	
Général et Institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	30,7	31,8	32,0	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	2,6
État d'avancement 2003 du Plan	30,7	31,8	31,9	32,4	32,7	33,0	33,3	33,7	33,8	34,1	34,4	3,7
Écart	0,0	0,0	0,1	0,4	-0,2	-0,4	-0,6	-0,8	-0,9	-0,9	-1,0	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	9,5	9,8	10,7	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	2,0
État d'avancement 2003 du Plan	9,5	9,8	10,8	11,0	11,2	11,4	11,5	11,7	11,8	12,0	12,1	2,6
Écart	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,7	
Industriel Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	56,8	58,8	61,9	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	13,5
État d'avancement 2003 du Plan	56,8	58,8	61,4	61,8	64,4	67,4	68,1	69,0	70,5	71,9	73,2	16,4
Écart	0,0	0,0	0,4	-3,4	-1,2	-1,4	-0,8	-0,4	-1,0	-2,0	-2,9	
Autres												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	0,9
État d'avancement 2003 du Plan	4,8	4,8	4,9	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,5	5,7	0,9
Écart	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,5	159,2	165,7	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	26,7
État d'avancement 2003 du Plan	154,5	159,2	164,2	166,4	169,7	173,8	175,4	177,5	179,5	182,1	184,4	29,9
Écart	0,0	0,0	1,5	-2,4	-0,4	-0,6	-0,1	0,2	-0,6	-1,9	-3,2	

1 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan et le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2001 (excluant les ventes associées aux années 1998,1999 et 2000) et de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes qui se rapportent à 2001).

2 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan et le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (excluant les ventes associées à l'année 2001) et de l'ajustement comptable de novembre 2003 (incluant les ventes se rapportant à 2002).

3 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002) et de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (incluant les ventes se rapportant à 2003).

4 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2003, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002), et comprenant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+780 GWh se rapportant aux ventes de 2003).

5 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques et comprenant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004), mais corrigée de la partie des ventes se rapportant à 2003.

6 Pour l'État d'avancement 2003 du Plan, excluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+780 GWh se rapportant aux ventes de 2003).

5
6

Prévision des besoins en énergie

8 Par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan, à l'horizon 2011, la prévision
9 des besoins en énergie du présent Plan est inférieure de 3,9 TWh comme
10 l'indique le tableau 2.6.

1 Cet écart est principalement attribuable à une baisse de 3,2 TWh de la
2 consommation prévue, cette dernière s'expliquant entièrement par la baisse de
3 la prévision des ventes.

4 À cet écart de consommation en 2011, s'ajoute une diminution d'environ
5 0,8 TWh des pertes de distribution et de transport. Cette diminution des pertes
6 prévues est le résultat de la baisse de la consommation conjuguée à une baisse
7 du taux de pertes prévu. À l'horizon 2011, ce dernier est passé de 7,8 % dans
8 l'État d'avancement 2003 à 7,5 % dans le présent Plan. Cette révision à la
9 baisse du taux de pertes s'explique par des taux de pertes constatés au cours
10 des trois dernières années inférieurs aux taux retenus antérieurement pour la
11 prévision.

Tableau 2.6
Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan
Prévision des besoins en énergie
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ¹	2003 ¹	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,6	159,3	165,8	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	26,6
État d'avancement 2003 du Plan	154,6	159,3	164,3	166,5	169,9	173,9	175,5	177,6	179,5	182,1	184,4	29,8
Écart	0,0	0,0	1,4	-2,3	-0,4	-0,6	-0,1	0,2	-0,6	-1,8	-3,2	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	11,7	12,0	12,4	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	1,8
État d'avancement 2003 du Plan	11,7	12,0	12,9	13,1	13,3	13,6	13,7	13,8	14,0	14,1	14,3	2,6
Écart	0,0	0,0	-0,5	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,7	-0,8	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	166,3	171,3	178,2	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	28,4
État d'avancement 2003 du Plan	166,3	171,3	177,3	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2	198,7	32,4
Écart	0,0	0,0	0,9	-3,0	-1,0	-1,2	-0,6	-0,4	-1,2	-2,5	-3,9	

¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

12

13 **Prévision des besoins en puissance**

14 Tel que montré au tableau 2.7, à l'horizon de l'hiver 2010-2011, la prévision des
15 besoins en puissance du présent Plan est inférieure de 540 MW à celle de l'État
16 d'avancement 2003 du Plan.

1 Une partie importante de cet écart, 300 MW, provient de la prévision des
2 besoins au secteur industriel Grandes entreprises. Le retrait de projets dans le
3 secteur des alumineries, dont la modernisation de l'usine d'Alcoa à Baie-
4 Comeau, dans la prévision du présent Plan explique cette différence. Pour
5 l'hiver 2004-2005, les besoins en puissance prévus au secteur industriel
6 Grandes entreprises dans ce présent Plan sont nettement inférieurs à ceux de
7 l'État d'avancement 2003 du Plan. Le conflit de travail chez A.B.I. explique une
8 baisse importante des besoins prévus. Par contre, la montée en charge plus
9 rapide de l'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2) augmente les besoins de
10 puissance pour cet hiver.

11 L'abrogation du tarif BT prise en compte dans le présent Plan entraîne la
12 disparition des 550 MW prévus à ce tarif à l'horizon de l'hiver 2010-2011 dans
13 l'État d'avancement 2003 du Plan en vertu d'un scénario de maintien du tarif BT
14 alors retenu. Cette baisse de besoins en puissance est cependant partiellement
15 compensée par un accroissement des besoins dans les autres usages sous
16 l'effet du transfert d'une fraction des ventes au tarif BT vers les tarifs réguliers.
17 Par ailleurs, la révision à la hausse des économies d'énergie découlant de la
18 prise en compte de la proposition de Plan global en efficacité énergétique
19 2005-2010 (R-3552-2004) entraîne une réduction des besoins de 340 MW à
20 l'horizon 2010-2011.

21 Par contre, la révision à la hausse de la croissance des ventes au secteur
22 Domestique et Agricole dans la prévision de l'actuel Plan par rapport à la
23 prévision de l'État d'avancement 2003 du Plan entraîne une augmentation de la
24 croissance des besoins en puissance pour l'eau chaude et les autres usages
25 associés à ce secteur de consommation.

1
 2
 3
 4

TABLEAU 2.7
Comparaison par rapport à l'État d'avancement 2003 du Plan
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final¹
Scénario moyen (MW)

	2001- 2002 ²	2002- 2003 ²	2003- 2004 ²	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
Chauffage domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	8 610	8 990	9 200	9 270	9 360	9 430	9 470	9 520	9 550	9 570	960
État d'avancement 2003 du Plan	9 180	9 410	9 550	9 640	9 740	9 840	9 940	10 030	10 130	10 250	1 070
Écart	-570	-430	-350	-370	-380	-420	-470	-510	-580	-680	
Chauffage général et institutionnel											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	3 000	3 160	3 240	3 270	3 330	3 410	3 390	3 350	3 330	3 290	300
État d'avancement 2003 du Plan	3 060	3 170	3 220	3 200	3 200	3 200	3 190	3 170	3 170	3 170	110
Écart	-60	-10	20	70	130	210	200	180	160	120	
Bi-énergie CII (tarif BT)											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	440	490	480	260	260	0	0	0	0	0	-440
État d'avancement 2003 du Plan	440	480	540	600	590	590	580	570	560	550	120
Écart	0	0	-60	-350	-340	-590	-580	-570	-560	-550	
Eau chaude domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 540	1 600	1 650	1 670	1 690	1 710	1 730	1 740	1 760	1 780	240
État d'avancement 2003 du Plan	1 480	1 500	1 510	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620	1 630	160
Écart	60	100	140	150	140	140	140	150	150	140	
Industriel - PME											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 580	1 640	1 650	1 680	1 720	1 730	1 750	1 760	1 780	1 800	220
État d'avancement 2003 du Plan	1 580	1 640	1 690	1 710	1 730	1 760	1 790	1 810	1 840	1 870	290
Écart	0	0	-40	-20	-10	-30	-40	-50	-60	-70	
Industriel - Grandes entreprises											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	7 000	7 630	7 520	7 230	8 050	8 190	8 360	8 490	8 560	8 610	1 610
État d'avancement 2003 du Plan	6 990	7 550	7 500	7 630	8 240	8 330	8 420	8 540	8 740	8 910	1 920
Écart	10	80	20	-410	-200	-140	-60	-50	-180	-300	
Autres usages											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	10 070	10 390	10 720	10 810	11 010	11 210	11 310	11 410	11 550	11 640	1 570
État d'avancement 2003 du Plan	9 490	10 140	10 200	10 290	10 410	10 500	10 570	10 650	10 750	10 850	1 360
Écart	570	250	520	520	610	710	740	770	800	790	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR³											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32 230	33 890	34 450	34 180	35 410	35 670	36 010	36 280	36 530	36 700	4 470
État d'avancement 2003 du Plan	32 230	33 890	34 200	34 600	35 450	35 780	36 070	36 370	36 810	37 240	5 010
Écart	0	0	250	-410	-40	-110	-60	-90	-280	-540	

¹ La prévision des besoins en puissance de certains usages doit être comparée avec prudence en raison d'écarts d'estimation du niveau des besoins dès l'année de départ du tableau, et ce suite à des révisions de l'estimation historique de la consommation annuelle d'énergie par usage dans le secteur de consommation concerné ou à des changements dans les hypothèses de caractéristiques de consommation par usage. Dans un tel cas, il est plus approprié de comparer la prévision de l'usage en termes de croissance entre deux années que de niveau à une année donnée.

² Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

³ À compter du présent Plan, le terme « besoins réguliers du Distributeur » remplace le terme « besoins réguliers au Québec » utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

 5
 6

2.1.6 Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011

Prévision des ventes

Depuis le premier Plan d'approvisionnement, la prévision des ventes a été significativement revue à la hausse. En effet, un écart de 6,5 TWh à l'horizon

1 2011 s'observe entre la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014 et
2 celle du Plan d'approvisionnement 2002-2011.

3 Cette révision à la hausse s'explique à court terme par le dynamisme de
4 l'ensemble du marché de l'habitation. Ensuite, les intégrations successives
5 d'ajustements comptables en 2001 et 2002, alors que la prévision du Plan
6 d'approvisionnement 2002-2011 n'en anticipait aucune, ont contribué à gonfler
7 l'écart. Par ailleurs, la prévision des ventes aux clients Grandes entreprises du
8 premier Plan d'approvisionnement ne tenait pas compte du projet d'expansion
9 de l'usine d'Alouette (phase 2).

10 Enfin, la prévision du Plan d'approvisionnement 2002-2011, tout comme celle du
11 Plan d'approvisionnement 2005-2014, tablait sur un scénario d'abrogation du
12 tarif BT.

1
2
3
4

TABLEAU 2.8
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des ventes régulières au Québec
Scénario moyen (TWh)

	2001 ^{1,2}	2002 ³	2003 ⁴	2004 ⁵	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Domestique et Agricole												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	52,7	54,0	56,2	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	7,7
Plan d'approvisionnement 2002-2011	52,6	52,9	53,3	54,0	54,3	54,7	55,0	55,6	55,7	56,2	56,6	4,0
Écart	0,1	1,1	3,0	3,1	3,4	3,8	4,0	4,0	4,0	3,9	3,7	
Général et Institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	30,7	31,8	32,0	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	2,6
Plan d'approvisionnement 2002-2011	30,8	31,0	31,3	31,9	32,2	32,5	32,8	33,3	33,5	33,9	34,2	3,4
Écart	-0,1	0,8	0,7	0,9	0,3	0,1	-0,1	-0,4	-0,7	-0,6	-0,8	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	9,5	9,8	10,7	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	2,0
Plan d'approvisionnement 2002-2011	9,6	10,0	10,4	10,7	10,9	11,1	11,2	11,4	11,5	11,7	11,9	2,3
Écart	-0,1	-0,2	0,3	0,0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	
Industriel Grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	56,8	58,8	61,9	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	13,5
Plan d'approvisionnement 2002-2011	57,0	58,1	60,6	62,6	63,4	64,3	64,9	65,6	65,9	66,3	66,8	9,8
Écart	-0,1	0,7	1,2	-4,3	-0,2	1,7	2,4	3,1	3,6	3,6	3,5	
Autres												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	0,9
Plan d'approvisionnement 2002-2011	4,7	4,7	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	0,5
Écart	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,5	159,2	165,7	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	26,7
Plan d'approvisionnement 2002-2011	154,6	156,7	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6	20,0
Écart	-0,1	2,5	5,4	0,1	3,8	5,9	6,5	6,9	7,1	6,9	6,5	

- 1 Pour le Plan d'approvisionnement 2002-2011, incluant les ventes publiées de janvier à août 2001, normalisées pour les conditions climatiques.
2 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes se rapportant à 2001) (excluant les ventes associées aux années 1998, 1999 et 2000) et de l'ajustement comptable de novembre 2002 (incluant les ventes se rapportant à 2001).
3 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2002 (excluant les ventes associées à l'année 2001) et de l'ajustement comptable de novembre 2003 (incluant les ventes se rapportant à 2002).
4 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques, corrigées de l'ajustement comptable de novembre 2003 (excluant les ventes associées à l'année 2002), incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+816 GWh se rapportant aux ventes de 2003).
5 Pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques et incluant une provision pour l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 (+268 GWh se rapportant aux six premiers mois de 2004, excluant la partie se rapportant aux ventes de 2003)

5
6

7 **Prévision des besoins en énergie**

8 Comme le montre le tableau 2.9, la prévision des besoins en énergie du présent
9 Plan est dans l'ensemble nettement supérieure à celle du Plan
10 d'approvisionnement 2002-2011. À l'horizon 2011, cet écart est de 5,0 TWh.

11 Cet écart s'explique par une révision à la hausse de 6,5 TWh de la
12 consommation contrebalancée en partie par une diminution de 1,5 TWh des
13 pertes de distribution et de transport sous l'effet d'une baisse importante du taux
14 de pertes prévu.

1 En effet, à l'horizon 2011, le taux de pertes passe de 8,4 % dans le premier Plan
 2 à 7,5 % dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014. Ce changement de taux
 3 prévu résulte essentiellement de deux facteurs. Tout d'abord, les pertes pour les
 4 années 2000 et 2001 ont été réévaluées à la baisse suite aux ajustements
 5 comptables apportés aux ventes de ces années à la fin de 2001. Combinées
 6 aux résultats de pertes observés pour les années suivantes, ces informations
 7 entraînent une diminution du taux de pertes retenu au point de départ. Ensuite,
 8 l'hypothèse de croissance des taux de pertes de distribution et de transport
 9 reliée à l'utilisation accrue des réseaux, mise de l'avant au milieu des années 90
 10 et retenue dans le premier Plan, a depuis été abandonnée faute de résultats
 11 dans ce sens au cours des dernières années et d'indications raisonnables de
 12 croissance des taux de pertes dans l'avenir.

Tableau 2.9
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des besoins en énergie
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ¹	2003 ¹	2004 ¹	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 2001-11
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	154,6	159,3	165,8	164,1	169,5	173,3	175,4	177,8	179,0	180,2	181,2	26,6
Plan d'approvisionnement 2002-2011	154,7	156,8	160,3	163,9	165,6	167,3	168,8	170,9	171,8	173,2	174,7	19,9
Écart	-0,1	2,5	5,4	0,2	3,9	6,0	6,6	7,0	7,2	7,0	6,5	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	11,7	12,0	12,4	12,5	12,7	13,0	13,1	13,3	13,4	13,4	13,5	1,8
Plan d'approvisionnement 2002-2011	12,6	12,8	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0	2,4
Écart	-0,9	-0,8	-0,7	-1,1	-1,0	-1,0	-1,1	-1,1	-1,2	-1,3	-1,5	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2005-2014	166,3	171,3	178,2	176,6	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	28,4
Plan d'approvisionnement 2002-2011	167,4	169,6	173,5	177,4	179,3	181,3	183,0	185,3	186,3	188,0	189,7	22,3
Écart	-1,1	1,7	4,7	-0,9	2,9	5,0	5,5	5,8	6,0	5,7	5,0	

13 ¹ Normalisé pour les conditions climatiques.

14 **Prévision des besoins en puissance**

15 Par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011, la prévision des pointes
 16 d'hiver est substantiellement revue à la hausse. Comme l'indique le tableau
 17 2.10, cette hausse dépasse généralement 1 000 MW.

1 Cette révision à la hausse s'explique premièrement par la croissance
2 additionnelle de la demande d'électricité pour les différents usages au secteur
3 Domestique et Agricole. Ensuite, la prévision de la demande au secteur
4 industriel Grandes entreprises du premier Plan d'approvisionnement ne tenait
5 pas compte du projet d'expansion de l'usine d'Alouette (phase 2).

6 Enfin, la prévision du Plan d'approvisionnement 2002-2011, tout comme celle du
7 Plan d'approvisionnement 2005-2014, reposait sur un scénario d'abrogation du
8 tarif BT se traduisant par une disparition complète de la consommation de ce
9 tarif à l'hiver 2003-2004 au lieu de l'hiver 2006-2007 comme c'est le cas dans le
10 présent Plan. Cette différence de scénario explique des besoins en puissance
11 supérieurs de quelques centaines de mégawatts de l'hiver 2002-2003 à l'hiver
12 2005-2006.

1
2
3
4

TABLEAU 2.10
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2002-2011
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final¹
Scénario moyen (MW)

	2001- 2002 ²	2002- 2003 ²	2003- 2004 ²	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
Chauffage domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	8 610	8 990	9 200	9 270	9 360	9 430	9 470	9 520	9 550	9 570	960
Plan d'approvisionnement 2002-2011	10 270	10 370	10 480	10 580	10 670	10 750	10 840	10 930	11 020	11 110	850
Écart	-1 660	-1 390	-1 280	-1 310	-1 310	-1 330	-1 370	-1 420	-1 470	-1 540	
Chauffage général et institutionnel											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	3 000	3 160	3 240	3 270	3 330	3 410	3 390	3 350	3 330	3 290	300
Plan d'approvisionnement 2002-2011	3 460	3 610	3 780	3 890	3 880	3 880	3 880	3 880	3 890	3 890	430
Écart	-460	-450	-550	-620	-550	-470	-490	-530	-560	-600	
Bi-énergie CII (tarif BT)											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	440	490	480	260	260	0	0	0	0	0	-440
Plan d'approvisionnement 2002-2011	370	100	0	0	0	0	0	0	0	0	-370
Écart	70	380	480	260	260	0	0	0	0	0	
Eau chaude domestique et agricole											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 540	1 600	1 650	1 670	1 690	1 710	1 730	1 740	1 760	1 780	240
Plan d'approvisionnement 2002-2011	1 510	1 520	1 540	1 560	1 570	1 590	1 610	1 630	1 640	1 660	150
Écart	30	80	110	110	110	120	120	120	120	120	
Industriel - PME											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 580	1 640	1 650	1 680	1 720	1 730	1 750	1 760	1 780	1 800	220
Plan d'approvisionnement 2002-2011	1 660	1 760	1 810	1 850	1 880	1 900	1 930	1 960	1 980	2 010	360
Écart	-70	-110	-150	-160	-170	-170	-180	-190	-200	-210	
Industriel - Grandes entreprises											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	7 000	7 630	7 520	7 230	8 050	8 190	8 360	8 490	8 560	8 610	1 610
Plan d'approvisionnement 2002-2011	7 080	7 510	7 760	7 900	8 030	8 110	8 180	8 240	8 290	8 350	1 270
Écart	-80	120	-240	-670	20	90	180	260	270	260	
Autres usages											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	10 070	10 390	10 720	10 810	11 010	11 210	11 310	11 410	11 550	11 640	1 570
Plan d'approvisionnement 2002-2011	7 770	7 870	7 970	8 080	8 180	8 270	8 360	8 450	8 550	8 660	890
Écart	2 300	2 520	2 740	2 730	2 840	2 940	2 950	2 960	2 990	2 990	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR³											
Plan d'approvisionnement 2005-2014	32 230	33 890	34 450	34 180	35 410	35 670	36 010	36 280	36 530	36 700	4 470
Plan d'approvisionnement 2002-2011⁴	32 100	32 730	33 340	33 840	34 210	34 500	34 790	35 080	35 380	35 680	3 580
Écart	130	1 160	1 110	340	1 200	1 180	1 220	1 200	1 150	1 020	

¹ La prévision des besoins en puissance de certains usages doit être comparée avec prudence en raison d'écarts d'estimation du niveau des besoins dès l'année de départ du tableau, et ce suite à des révisions de l'estimation historique de la consommation annuelle d'énergie par usage dans le secteur de consommation concerné ou à des changements dans les hypothèses de caractéristiques de consommation par usage. Dans un tel cas, il est plus approprié de comparer la prévision de l'usage en termes de croissance entre deux années que de niveau à une année donnée.

² Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

³ À compter du présent Plan, le terme « besoins réguliers du Distributeur » remplace le terme « besoins réguliers au Québec » utilisé auparavant. La définition des besoins réguliers du Distributeur se limite aux besoins rattachés au réseau de TransÉnergie et exclut donc les besoins des réseaux autonomes.

⁴ La prévision présentée dans le Plan d'approvisionnement 2002-2011 incluait les besoins des réseaux autonomes. Pour fins de comparaison avec la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014, elle a été corrigée pour en exclure les besoins des réseaux autonomes.

5
6

1 **2.2 Efficacité énergétique**

2 **2.2.1 Économies d'énergie**

3 La prévision de la demande présentée à la section 2.1 prend en compte l'impact
4 des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On
5 distingue trois catégories d'économies d'énergie :

- 6 • les économies d'énergie tendanciennes ;
- 7 • les programmes déjà mis en œuvre ;
- 8 • les programmes déployés dans le cadre du PGEÉ.

9 Le tableau 2.11 présente les économies d'énergie prises en compte dans la
10 prévision des ventes, et le tableau 2.12 présente leur impact sur les besoins en
11 puissance à la pointe d'hiver.

12 **a) Économies d'énergie tendanciennes**

13 Les modèles de prévision prennent en considération l'impact de mesures prises
14 directement par les clients et des économies découlant des changements de
15 normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques. En outre,
16 ils reflètent les économies d'énergie liées au rajeunissement du parc
17 d'immeubles (par le biais de la démolition, reconstruction ou de rénovations
18 majeures). C'est ce qu'on appelle les économies d'énergie tendanciennes.

19 **b) Programmes déjà mis en œuvre**

20 Dans la majorité des cas, ces programmes ont été déployés par Hydro-Québec
21 au cours des années 90. En 2004, la réduction de la demande qui en résulte se
22 chiffre à 2,4 TWh. Pour les années suivantes, l'information est fournie dans la
23 seconde partie du tableau 2.11 ci-dessous.

1 **c) Plan global en efficacité énergétique**

2 Le 1^{er} Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) soumis par le Distributeur à
3 la Régie de l'énergie a été approuvé en juin 2003 (D-2003-110) et avait une
4 cible de 0,75 TWh implantés en 2006 (0,61 TWh mensualisés). En janvier 2004,
5 le Distributeur a pris l'engagement, lors des travaux parlementaires de la
6 Commission de l'économie et du travail, de tripler sa contribution financière à
7 l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) pour des interventions destinées aux
8 ménages à budget modeste. Cet accroissement du budget a été approuvé par la
9 Régie en juin 2004 (D-2004-106) et a permis une légère augmentation de la
10 cible à 0,78 TWh implantés en 2006 (0,63 TWh mensualisés).

11 Dès le dépôt de la première demande d'approbation budgétaire du PGEÉ, le
12 Distributeur a indiqué à la Régie qu'il travaillait à bonifier l'objectif d'économies
13 d'énergie à moyen et long termes.

- 14 • Le Distributeur a soumis à la Régie une proposition de PGEÉ 2005-2010
15 (R-3552-2004) ayant pour cible 3,0 TWh implantés en 2010 (2,7 TWh
16 mensualisés). Le dossier soumis à la Régie fournit des informations sur les
17 bonifications des programmes existants et les nouveaux programmes et
18 activités proposés.

19 Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la
20 demande d'électricité. Dans l'actuel Plan d'approvisionnement, la prévision de la
21 demande incorpore des économies d'énergie correspondant au nouvel objectif
22 de 3,0 TWh implantés du PGEÉ 2005-2010 proposé. Mensualisé, cet objectif
23 entraîne une réduction des ventes d'électricité de 2,7 TWh en 2010.

1

TABLEAU 2.11

2

Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Économies d'énergies tendanciennes	0,8	1,4	2,1	2,8	3,4	4,0	4,7	5,3	5,9	6,5	7,1
Domestique et Agricole	0,4	0,7	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9
Général et Institutionnel	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Industriel (PME)	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
Industriel (GE)	0,3	0,6	0,8	1,1	1,4	1,6	1,9	2,2	2,4	2,7	3,0
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9
Domestique et Agricole	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Général et Institutionnel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Plan global en efficacité énergétique	0,1	0,3	0,7	1,2	1,7	2,2	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0
Domestique et Agricole	0,0	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2
Général et Institutionnel	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Industriel	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Total	3,2	4,1	5,1	6,1	7,2	8,3	9,4	10,3	10,9	11,4	11,9

3

4

5

TABLEAU 2.12

6

Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)

7

	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Économies d'énergie tendanciennes	60	190	300	410	520	620	720	810	910	1000	1070
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	380	380	360	350	350	350	340	330	320	310	300
Plan global en efficacité énergétique	0	40	110	200	300	400	510	620	620	620	620
Total	450	600	770	960	1160	1370	1560	1760	1860	1930	1990

8

2.2.2 Moyens de gestion de la consommation

10 La *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que le Plan doit porter sur les besoins
11 des marchés québécois après l'application des mesures d'efficacité énergétique.

12 Par ailleurs, le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan
13 d'approvisionnement prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent

1 être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat
2 d'approvisionnement.

3 Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son
4 contrôle direct en temps réel est assimilable à un achat de puissance ou
5 d'énergie et devrait être traitée explicitement dans le Plan. C'est le cas de
6 l'électricité interruptible qui est programmée lorsque, par exemple, le Distributeur
7 veut réduire la pointe prévue. Ce moyen de gestion de la consommation,
8 disponible sur appel, est abordé à HQD-3, Document 2, section 2.5. Il est
9 actuellement le seul moyen de cette catégorie à être utilisé. Les autres moyens
10 de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de
11 la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la
12 prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-
13 énergie résidentielle. Le tableau 2.13 montre l'effacement à la pointe qui en
14 résulte.

15 **TABLEAU 2.13**

16 **Moyens de gestion de la consommation pris en compte dans la prévision de**
17 **puissance à la pointe d'hiver (MW)**

	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Effacement de la bi-énergie résidentielle	780	780	780	790	790	790	800	800	800	810	810

18

19 **2.3 Profil horaire des besoins prévus**

20 La prévision du profil horaire des besoins est établie à partir de la prévision des
21 besoins mensuels en énergie et des pointes mensuelles.

22 De façon générale, la méthode de prévision de profil horaire utilisée consiste à
23 produire un ensemble de simulations horaires chronologiques des besoins en
24 fonction des conditions climatiques. Dans un premier temps, le Distributeur
25 établit, pour l'année 2003, 210 simulations horaires des besoins réguliers du
26 Distributeur basées sur les différentes conditions climatiques observées de 1971

1 à 2000. Ces simulations des besoins du Distributeur présentent des
2 composantes associées à des usages spécifiques (chauffage, climatisation et
3 industriel Grandes entreprises). Elles sont dérivées de simulations des besoins
4 québécois fournies par Hydro-Québec TransÉnergie à partir d'un modèle
5 d'estimation horaire des besoins du réseau en fonction des conditions
6 climatiques. Le Distributeur projette ensuite les 210 simulations horaires de ses
7 besoins de l'année 2003 à l'année prévisionnelle désirée en utilisant la prévision
8 des besoins mensuels des usages spécifiquement représentés et celle du total
9 des usages.

10 Pour chacune des 210 courbes horaires chronologiques des besoins prévus
11 pour un mois, il est possible d'obtenir un profil montrant la puissance appelée à
12 chaque heure, classée en ordre décroissant; ces profils sont appelés courbes de
13 puissances classées (CPC). Pour une CPC mensuelle particulière, son
14 maximum (valeur horaire de rang 1) correspond à la pointe découlant des
15 conditions climatiques mensuelles spécifiques qui lui sont associées (par
16 exemple, les conditions climatiques tirées de l'année 1971) et la surface sous
17 cette courbe correspond à l'énergie mensuelle prévue sous ces mêmes
18 conditions climatiques spécifiques.

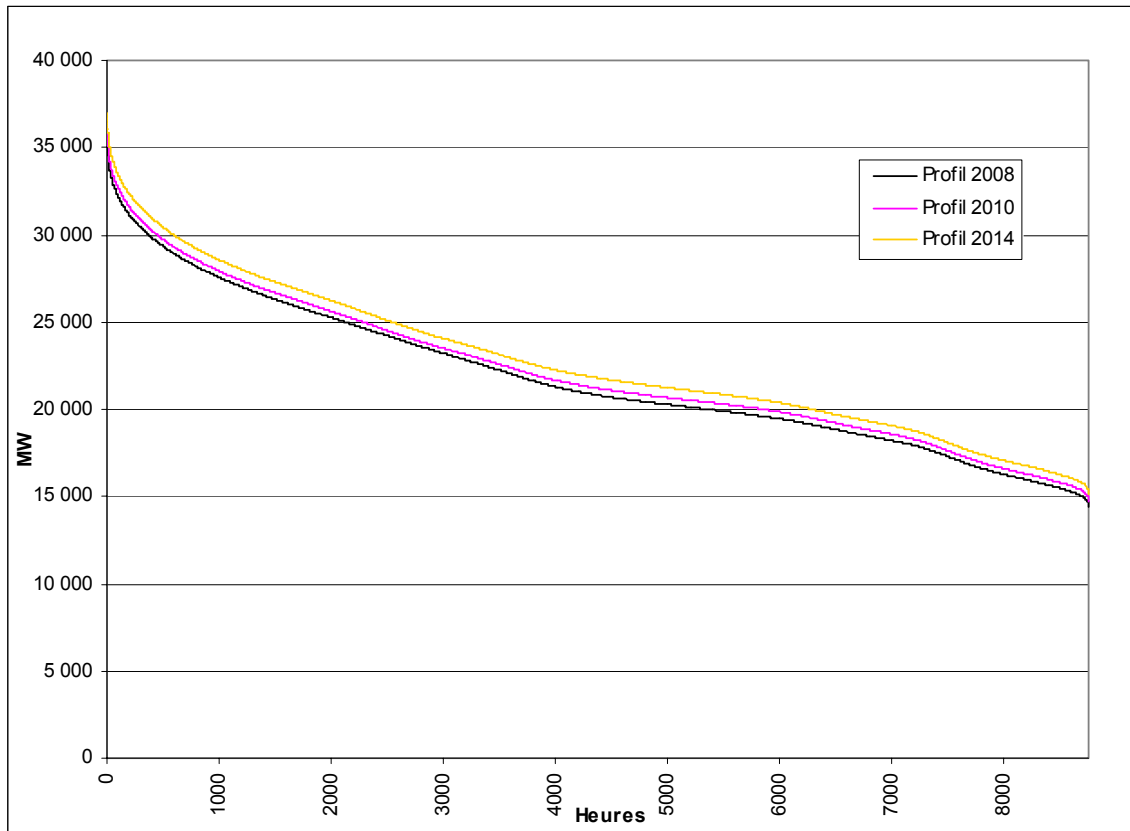
19 Pour chaque mois de l'horizon de prévision, une CPC moyenne est établie en
20 calculant, à chacun de ses rangs horaires, la valeur moyenne des 210 CPC
21 spécifiques. Le maximum de la CPC moyenne mensuelle obtenue correspond à
22 la pointe mensuelle prévue (à conditions climatiques normales) et la surface
23 sous la courbe correspond à la prévision mensuelle des besoins en énergie
24 visés par le Plan augmentés de la consommation des centrales d'Hydro-Québec
25 Production associée à l'électricité patrimoniale.

26 L'agrégation des 12 CPC moyennes mensuelles d'une année donne, après
27 classement décroissant, une CPC annuelle. L'évolution prévue de cette courbe
28 de puissances classées annuelle pour quelques années repères est présentée à

1 titre d'exemple au graphique 2.1 qui suit. Dans le cas de l'année 2008, le profil
2 mensuel de février a été ramené à 28 jours afin de rendre le profil annuel
3 comparable à celui des autres années.

4 **GRAPHIQUE 2.1**

5 **Évolution des courbes de puissances classées du profil**
6 **horaire des besoins - Année 2008, 2010 et 2014**



7
8

9 **2.4 Impact des aléas sur les besoins**

10 Jusqu'à maintenant, dans le présent document, l'analyse a porté sur les besoins
11 énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions climatiques normales.
12 Or ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :
13

- 14 ■ l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales) ;
- l'aléa découlant des conditions climatiques.

1 Chacun de ces aléas est décrit ci-dessous. Leur impact combiné (aléa global)
2 sur les besoins prévus est ensuite présenté. Les aléas présentés sont en termes
3 de besoins en énergie visés par le Plan et de besoins en puissance à la pointe
4 d'hiver.

5 **2.4.1 L'aléa sur la demande prévue**

6 L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement
7 l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que
8 des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la
9 prévision de la demande d'électricité. L'aléa sur la demande prévue est encadré
10 par les scénarios fort et faible de croissance de la demande décrits à l'Annexe
11 A.

12 **Aléa sur la demande en énergie prévue**

13 Une façon de cerner les futurs possibles est d'utiliser les modèles de prévision
14 pour calculer l'évolution de la demande correspondant à des scénarios
15 alternatifs au scénario moyen tels que les scénarios fort et faible. Le tableau
16 2.14 fournit la prévision des besoins annuels en énergie pour les scénarios
17 d'encadrement et leur écart par rapport au scénario moyen.

18 **TABLEAU 2.14**

19 **Scénarios d'encadrement de la prévision des besoins en énergie (TWh)**

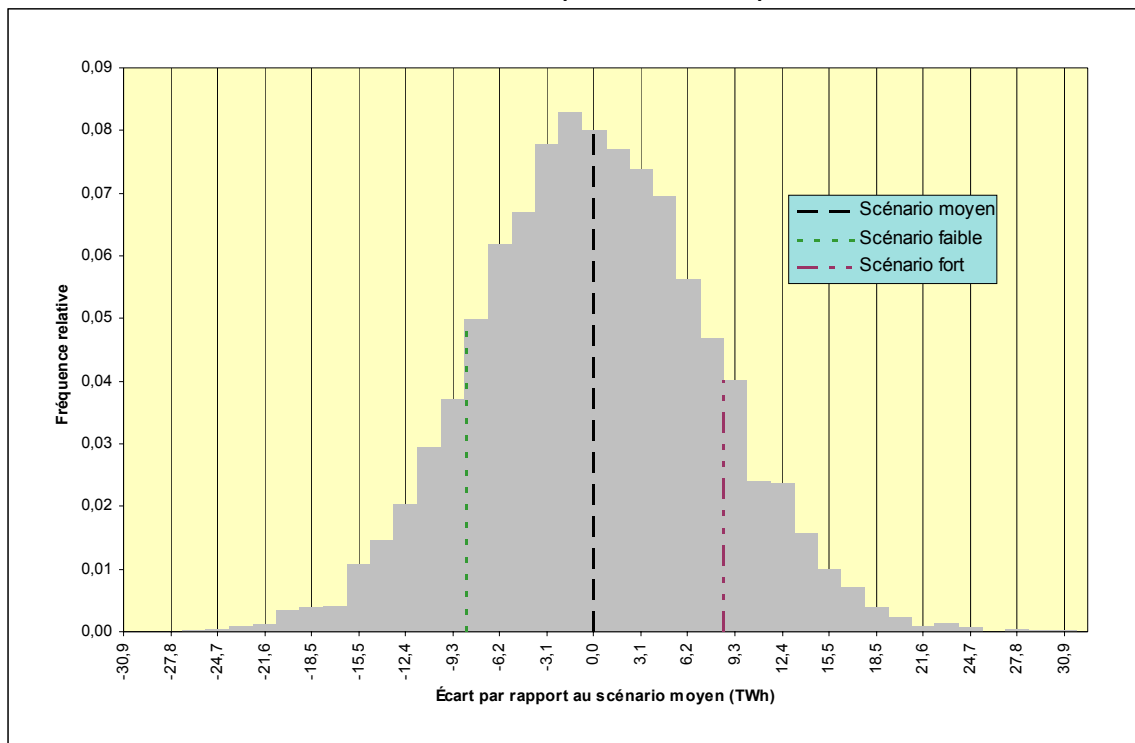
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Scénario moyen	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
Scénario fort	188,4	191,4	195,0	199,6	202,7	205,6	208,6	212,2	216,2	220,6
Écart par rapport au scénario moyen	+6,1	+5,1	+6,5	+8,5	+10,3	+11,9	+13,9	+15,6	+18,8	+22,0
Scénario faible	176,2	181,3	182,1	182,7	182,3	182,8	183,1	184,3	184,4	184,9
Écart par rapport au scénario moyen	-6,0	-5,0	-6,4	-8,4	-10,0	-10,9	-11,6	-12,3	-13,0	-13,7

20
21

1 Bien qu'utile, la méthode des scénarios ne permet pas d'établir la distribution
2 des évolutions possibles des besoins requise pour certains volets de la
3 planification des approvisionnements. Pour cette raison, une approche a été
4 développée pour évaluer de façon plus complète l'aléa sur la demande en
5 énergie prévue. Pour chaque année de l'horizon de prévision, cette approche
6 permet d'estimer, sur la base d'une méthode de simulation Monte Carlo, une
7 distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins annuels en énergie
8 (à conditions climatiques normales). Le graphique suivant illustre, sous la forme
9 d'un histogramme, une telle distribution pour l'année 2008, soit à l'horizon de 4
10 ans.

GRAPHIQUE 2.2

**Histogramme de l'aléa de la prévision des besoins en énergie
Année 2008 (horizon 4 ans)**



14
15

1 Le tableau qui suit présente l'estimation de l'écart-type (en TWh) et du
2 coefficient de variation (en %) des besoins en énergie découlant des
3 distributions de probabilité établies pour les années 2005 à 2014.

4

5

TABLEAU 2.15

6

Aléa de la prévision des besoins annuels en énergie

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Écart type (TWh)	4,6	5,0	6,2	7,6	8,7	9,7	11,0	12,2	13,7	15,2
Coefficient de variation ¹	2,5%	2,7%	3,3%	4,0%	4,5%	5,0%	5,7%	6,2%	6,9%	7,7%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en énergie visés par le Plan (scénario moyen).

7

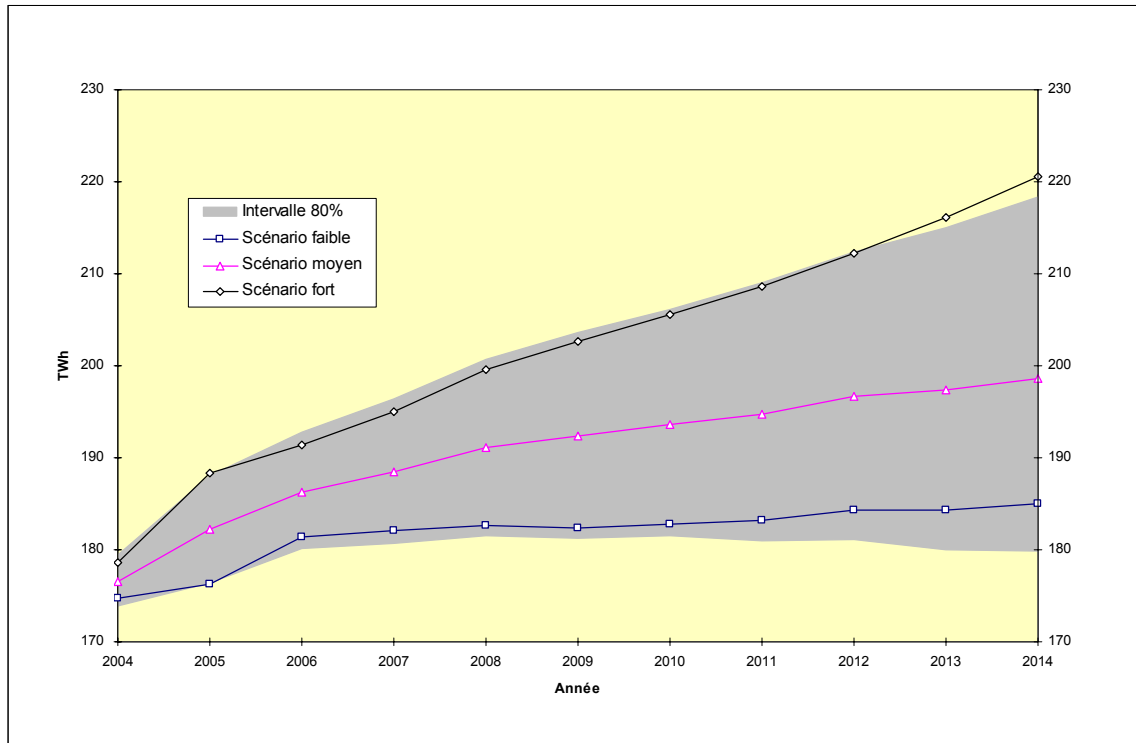
8 Ayant estimé la distribution de probabilité associée à différentes évolutions des
9 besoins en énergie ainsi que l'écart-type qui en découle, on constate que les
10 scénarios d'encadrement fort et faible s'écartent du scénario moyen
11 approximativement d'un écart-type. Par exemple, à l'année 2008 (horizon
12 4 ans), l'écart de besoins entre le scénario fort et le scénario moyen est de
13 8,5 TWh alors que l'écart-type est de 7,6 TWh.

14 Sont représentés au graphique 2.3 les scénarios moyen, fort et faible de
15 prévision des besoins en énergie comparativement aux isocourbes 10 % et
16 90 % des distributions de probabilité de ces mêmes besoins. Ces isocourbes
17 représentent un intervalle qui comprend 80 % des valeurs possibles de besoins
18 annuels pour chaque année. L'analyse des distributions de probabilité indique
19 que les scénarios d'encadrement couvrent généralement de 70 % à 80 % des
20 valeurs possibles d'évolution des besoins. Par ailleurs, autant pour les scénarios
21 d'encadrement que pour les isocourbes 10 % et 90 %, le graphique illustre bien
22 l'écart grandissant entre ceux-ci et le scénario moyen en fonction de
23 l'éloignement de l'horizon.

1
2
3

GRAPHIQUE 2.3

Scénarios d'encadrement et aléa de la prévision des besoins en énergie



4
5
6

Aléa sur la demande en puissance prévue

7 L'aléa sur la demande en puissance prévue provient d'une part, de l'impossibilité
8 de prévoir parfaitement les besoins annuels en énergie et leur structure par
9 usage et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de
10 consommation qu'on applique aux besoins en énergie prévus par usage pour
11 obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

12 Le tableau 2.16 présente l'estimation de l'écart-type (en MW) et du coefficient de
13 variation (en %) de la prévision des besoins en puissance à la pointe des hivers
14 2004-05 à 2013-14. Pour l'hiver 2007-08, l'écart-type de cet aléa représente un
15 peu plus de 1 400 MW.

1

TABLEAU 2.16

2

Aléa de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver

	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Écart type (MW)	850	1 080	1 200	1 420	1 650	1 840	2 050	2 270	2 510	2 790
Coefficient de variation ¹	2,5%	3,1%	3,4%	4,0%	4,5%	5,0%	5,6%	6,2%	6,8%	7,5%

3

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (scénario moyen).

4

Le graphique 2.4 illustre l'évolution des scénarios moyen, fort et faible de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

6

7

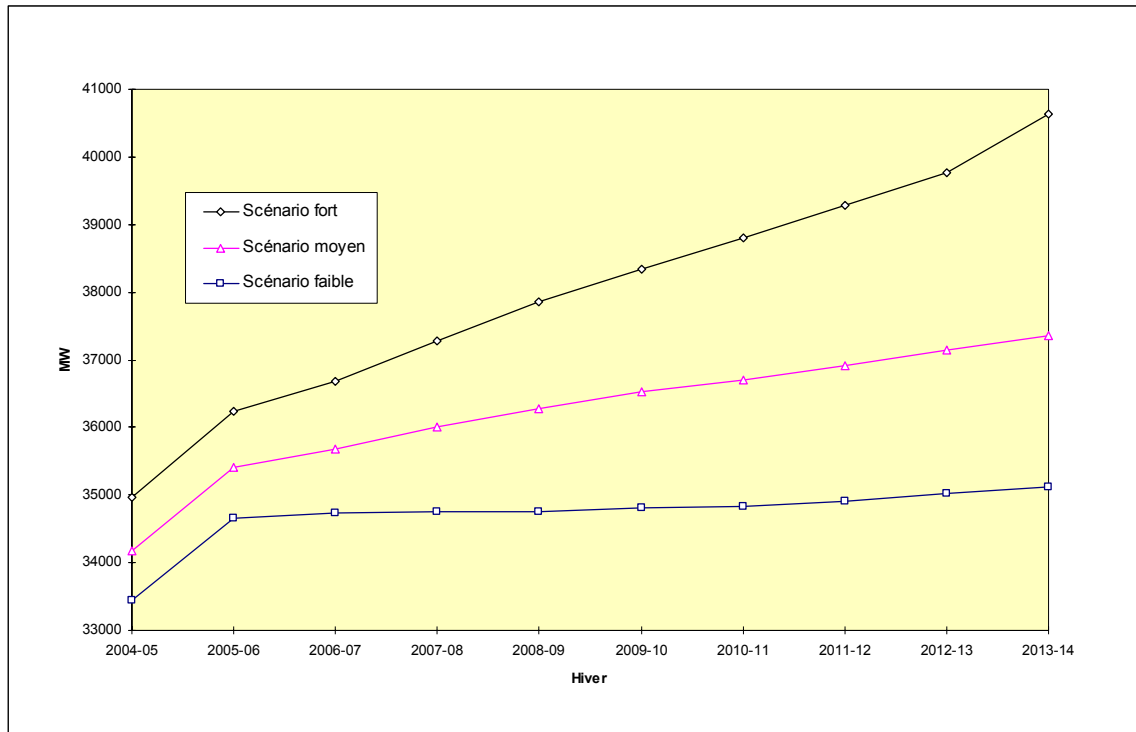
GRAPHIQUE 2.4

8

Scénarios d'encadrement

9

Besoins en puissance à la pointe d'hiver



10

11

1 **2.4.2 L'aléa climatique**

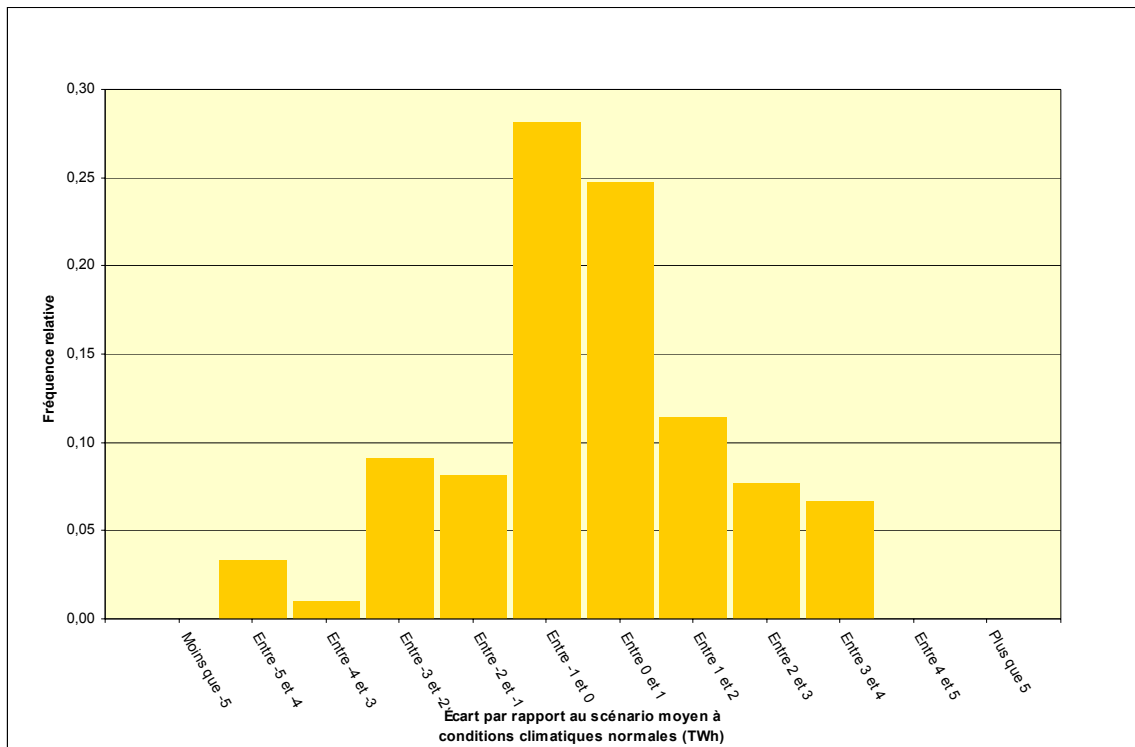
2 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins
3 d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par
4 rapport au scénario à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un
5 aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois sur l'autre au cours d'une
6 année.

7 Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de
8 consommation prévu à conditions climatiques normales. D'ailleurs, l'estimation
9 de l'impact de l'aléa climatique découle des mêmes 210 simulations des besoins
10 prévus qui ont servi à l'établissement du profil horaire moyen de ces mêmes
11 besoins.

12 Selon cette approche, la simulation des besoins de l'année 2008 montre que
13 l'écart-type de l'impact en énergie de l'aléa climatique est de 1,8 TWh. Sous les
14 conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels
15 seraient supérieurs de près de 3,8 TWh à ceux d'une année moyenne. À
16 l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée
17 entraîneraient des besoins d'environ 4,8 TWh sous la normale. La distribution de
18 probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en énergie de l'année 2008 figure
19 au graphique 2.5. Ces résultats sont pratiquement les mêmes pour chacune des
20 années du Plan.

1
2
3

GRAPHIQUE 2.5
Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie
Année 2008



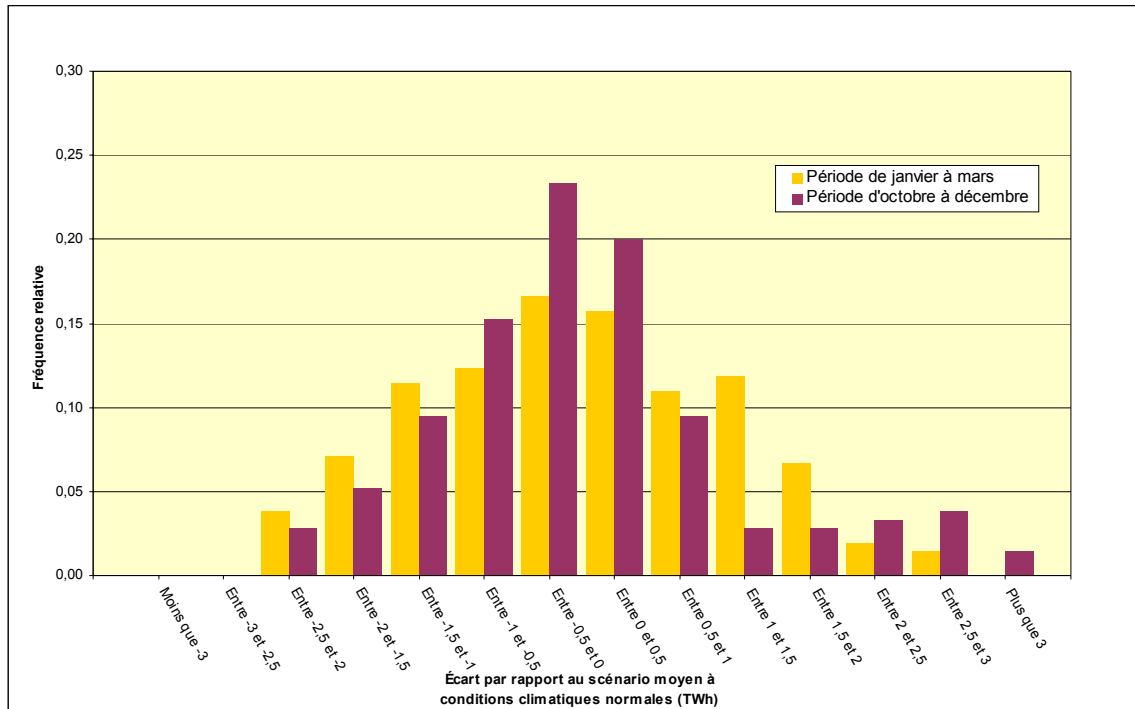
4
5

6 Toujours à partir des 210 simulations des besoins prévus, le graphique suivant
7 présente par ailleurs, sous la forme d'un histogramme, l'impact de l'aléa
8 climatique sur les besoins en énergie pour les périodes de janvier à mars et
9 d'octobre à décembre de l'année 2008. Ces résultats montrent que les besoins
10 en énergie pour ces deux trimestres ont, face aux conditions climatiques, une
11 variabilité importante. L'ampleur de cet aléa climatique en début et en fin
12 d'année pose, au Distributeur, une problématique d'utilisation optimale sur une
13 base annuelle de ses approvisionnements dont l'électricité patrimoniale. Par
14 exemple, confronté au cours du premier trimestre à un écart climatique de
15 +1,5 TWh, le Distributeur aurait à gérer les approvisionnements de ce trimestre
16 en considérant entre autres le risque climatique du reste de l'année et tout

1 particulièrement celui du dernier trimestre qui couvre une plage d'environ
2 -2 TWh à +3 TWh.

3
4
5
6

GRAPHIQUE 2.6
Aléa climatique sur les besoins en énergie
Période de janvier à mars et d'octobre à décembre – Année 2008

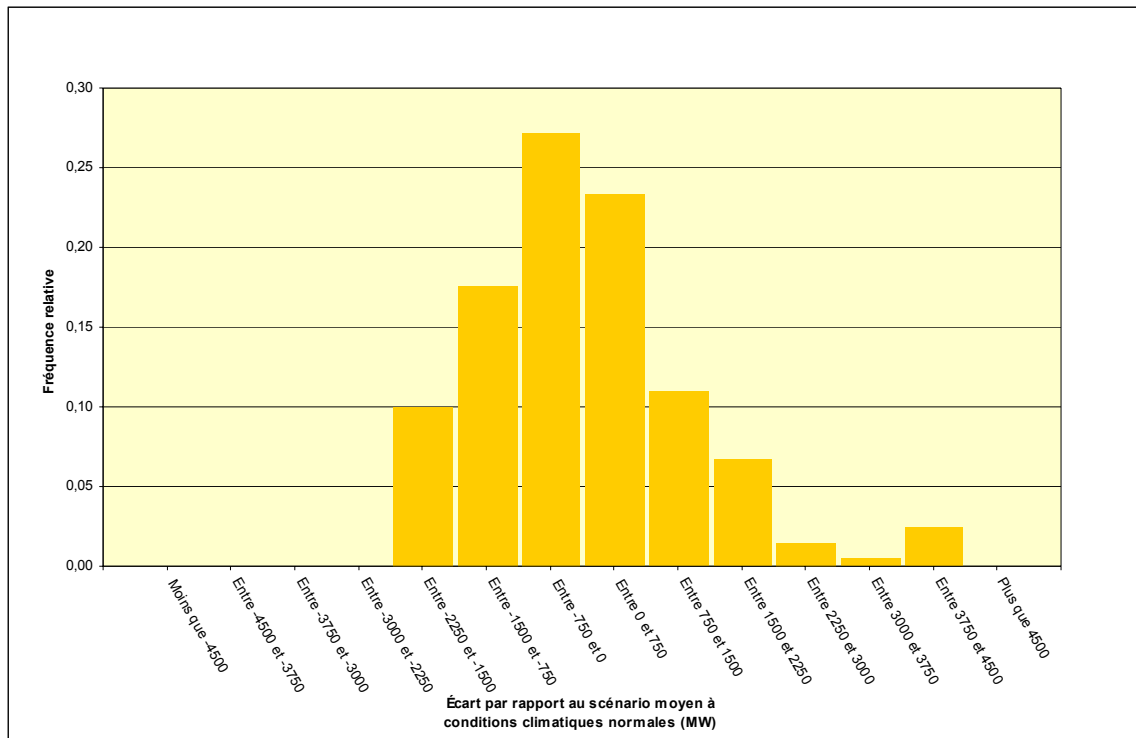


7
8
9
10
11
12
13
14

En puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2007-08 donne un écart-type d'un peu plus de 1 200 MW. L'histogramme du graphique 2.7 illustre la distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2007-08. Dans les cas les plus extrêmes, l'impact des conditions climatiques peut atteindre 4 400 MW. Comme les résultats en énergie, ces résultats en puissance sont pratiquement les mêmes pour chacune des années du Plan.

1
2
3

GRAPHIQUE 2.7
Aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver
Hiver 2007-08



4
5

6 **2.4.3 L'aléa global**

7 L'aléa global se définit par la combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de
8 l'aléa climatique. En supposant que ces deux types d'aléas affectent de manière
9 indépendante les besoins, l'écart-type de l'aléa global est établi en prenant la
10 racine carrée de la somme des carrés des écarts types de l'aléa prévisionnel et
11 de l'aléa climatique.

12 Sur la base de ce calcul, le tableau 2.17 présente l'écart-type et le coefficient de
13 variation obtenu pour l'aléa global sur les besoins en énergie des années 2005 à
14 2014. Pour l'année 2008, l'écart-type de l'aléa global représente 7,8 TWh.

1

TABLEAU 2.17

2

Impact de l'aléa global sur les besoins en énergie (TWh)

3

Combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Écart type (TWh)	5,0	5,3	6,4	7,8	8,9	9,9	11,2	12,4	13,8	15,3
Coefficient de variation ¹	2,7%	2,8%	3,4%	4,1%	4,6%	5,1%	5,7%	6,3%	7,0%	7,7%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en énergie visés par le Plan (scénario moyen).

4

5 Le tableau 2.18 fournit l'information équivalente pour les besoins en puissance à
6 la pointe des hivers 2004-05 à 2013-14. L'écart-type de l'aléa global de la pointe
7 de l'hiver 2007-08 atteint un peu moins que 1 900 MW.

8

9

TABLEAU 2.18

10

**Impact de l'aléa global sur les besoins en puissance
à la pointe d'hiver (MW)**

11

Combinaison de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique

12

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Écart type (MW)	1480	1620	1710	1880	2050	2210	2390	2580	2800	3060
Coefficient de variation ¹	4,3%	4,6%	4,8%	5,2%	5,7%	6,1%	6,5%	7,0%	7,5%	8,2%

¹ Rapport, en pourcentage, entre l'écart type et la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (scénario moyen).

13

1 **ANNEXE A - SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA**
2 **DEMANDE**

3 ***Scénarios d'encadrement fort et faible - méthodologie***

4 Pour effectuer les scénarios fort et faible de la prévision de la demande
5 d'électricité en énergie, la méthodologie utilisée est sensiblement la même que
6 pour le scénario moyen. Des scénarios d'encadrement sont d'abord effectués
7 pour la démographie et les prix des combustibles. Ceux-ci servent d'intrants
8 pour l'élaboration des scénarios économiques fort et faible. Ces données
9 démographiques et économiques et ces prix des combustibles sont utilisés dans
10 les modèles du secteur Domestique et Agricole, du secteur Industriel PME et du
11 secteur Général et Institutionnel. Pour le secteur Industriel Grandes entreprises,
12 l'analyse se fait par client en fonction des incertitudes de marché et de la
13 situation économique.

14 Pour ce qui est des scénarios fort et faible des besoins en puissance, la
15 prévision est obtenue en appliquant aux scénarios fort et faible de la demande
16 en énergie la même méthodologie que pour le scénario moyen.

17 Les tableaux A.1 et A.2 qui suivent présentent les principaux intrants utilisés
18 respectivement pour l'élaboration des scénarios fort et faible de la prévision de
19 la demande d'électricité au Québec.

1
2
3

TABLEAU A.1
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques
Scénario fort

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 543	7 594	7 647	7 702	7 755	7 808	7 860	7 912	7 962	8 011	8 058
Âge moyen (années)	39,42	39,71	39,97	40,21	40,44	40,66	40,89	41,12	41,33	41,53	41,74
Nombre de ménages (milliers)	3 178	3 225	3 270	3 314	3 355	3 395	3 435	3 473	3 508	3 543	3 577
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	57,0	50,0	45,0	42,0	40,0	40,5	39,6	38,4	35,2	34,5	34,4
Croissance du PIB (%)	3,6	4,6	3,6	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,0	3,0	3,0
Croissance du PIB manufacturier (%)	4,2	7,0	5,0	4,5	4,0	3,7	3,7	3,7	3,3	3,3	3,3
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,0	3,8	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3	2,9	2,9	2,9
Revenu personnel disponible (%)	3,4	3,3	3,4	3,2	2,8	2,9	2,9	2,9	2,5	2,5	2,5
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	7,72	8,60	8,18	7,74	7,48	7,03	6,71	6,67	6,59	6,65	6,94
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	40,92	41,80	37,61	34,50	34,50	34,50	35,11	36,26	37,68	39,15	40,68

4
5
6
7
8

TABLEAU A.2
Principales variables démographiques, économiques et énergétiques
Scénario faible

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Population totale au Québec (milliers)	7 509	7 521	7 526	7 532	7 536	7 539	7 540	7 540	7 539	7 536	7 532
Âge moyen (années)	39,48	39,86	40,24	40,60	40,96	41,31	41,66	42,01	42,34	42,67	42,99
Nombre de ménages (milliers)	3 164	3 194	3 219	3 243	3 265	3 286	3 306	3 324	3 341	3 356	3 371
Mises en chantier / Formation de ménages (milliers)	48,0	35,0	30,0	28,0	26,0	21,3	19,9	18,4	16,5	14,8	15,1
Croissance du PIB (%)	2,4	0,9	1,6	1,5	1,4	1,7	1,7	1,7	1,4	1,4	1,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	2,2	0,8	1,8	1,5	1,0	1,7	1,7	1,8	1,2	1,2	1,2
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,5	1,5	2,0	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5
Revenu personnel disponible (%)	1,0	0,5	1,4	1,3	1,1	1,5	1,5	1,5	1,2	1,2	1,2
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	6,29	5,73	5,45	5,16	4,99	4,68	4,47	4,44	4,39	4,43	4,63
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	35,04	30,90	27,80	25,50	25,50	25,50	25,95	26,80	27,85	28,94	30,07

9

1 ***Présentation du scénario fort***

2 Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2014 s'élèvent à
3 205,5 TWh, ce qui reflète un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %. Elles
4 sont supérieures de 20,7 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit
5 de la manière suivante : 67 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 15 %
6 au secteur Général et Institutionnel, 12 % au secteur Domestique et Agricole,
7 5 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres.

8 Dans ce scénario, la croissance démographique est plus forte, ce qui a pour
9 effet d'accroître la demande intérieure. La main-d'œuvre est également plus
10 abondante, ce qui permet d'avoir les ressources nécessaires pour assurer des
11 taux de croissance plus élevés du PIB. Dans ce contexte, le Québec bénéficie
12 d'une productivité accrue qui le rend plus compétitif et lui permet d'aller chercher
13 les opportunités d'affaires qui se présentent chez ses principaux partenaires
14 commerciaux, également en meilleure santé économique. Les exportations du
15 Québec sont donc fortes et contribuent à leur tour au renforcement de la
16 croissance.

17 Pour les secteurs Domestique et Agricole et Général et Institutionnel, c'est aux
18 variables démographiques que l'on doit le plus gros de l'écart. Le reste provient
19 des variables économiques et, au secteur Commercial, des prix des
20 combustibles.

21 Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les
22 prévisions du PIB manufacturier par secteur et le déploiement des programmes
23 commerciaux.

24 Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû
25 aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la fonte

1 et affinage et des pâtes et papiers, des mines et de la sidérurgie. Dans ce
2 scénario, l'activité manufacturière forte stimule la croissance.

3 Pour ce qui est des besoins réguliers du Distributeur, la prévision passera de
4 34 450 MW à la pointe de l'hiver 2003-2004 à 40 640 MW à la pointe de l'hiver
5 2013-2014. Cette augmentation de 6 190 MW représente une croissance
6 annuelle moyenne de 620 MW, soit 1,7 % annuellement. Par rapport au
7 scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de 3 270 MW à
8 l'horizon 2013-2014.

9 ***Présentation du scénario faible***

10 Les ventes prévues au scénario faible sont de 172,0 TWh en 2014, ce qui
11 représente une croissance annuelle moyenne de 0,6 % sur la période 2004-
12 2014. Elles sont inférieures au scénario moyen de 12,8 TWh. Cet écart se
13 répartit de la manière suivante : 57 % au secteur Industriel Grandes entreprises,
14 18 % au secteur Domestique et Agricole, 16 % au secteur Général et
15 Institutionnel, 7 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Il est à
16 noter que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le
17 scénario fort, mais en négatif.

18 La prévision des besoins réguliers du Distributeur à la pointe de l'hiver 2003-
19 2004 est de 34 450 MW et celle de l'hiver 2013-2014 est de 35 120 MW. Cette
20 augmentation de 670 MW représente une croissance annuelle moyenne
21 d'environ 70 MW, soit 0,2 % annuellement sur l'ensemble de la période. Par
22 rapport au scénario moyen, la pointe 2013-2014 est inférieure de 2 250 MW.

1

TABLEAU A.3

2

Scénarios d'encadrement de prévision de la demande

3

Ventes en TWh

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Scénario moyen	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8
Scénario fort	165,9	175,1	177,9	181,3	185,6	188,5	191,3	194,2	197,6	201,3	205,5	39,6
Scénario faible	162,3	163,6	168,5	169,2	169,8	169,5	169,9	170,3	171,4	171,5	172,0	9,8

4

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

5

TABLEAU A.4

6

Scénarios d'encadrement de prévision de la demande

7

Besoins en puissance en MW

	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 03-13
Scénario moyen	34 450	34 180	35 410	35 670	36 010	36 280	36 530	36 700	36 910	37 140	37 370	2 920
Scénario fort	34 450	34 960	36 230	36 680	37 280	37 850	38 340	38 800	39 280	39 770	40 640	6 190
Scénario faible	34 450	33 450	34 670	34 740	34 750	34 750	34 810	34 830	34 910	35 020	35 120	670

8

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

9

MISE À JOUR DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR

TABLE DES MATIÈRES

1 LES BESOINS EN ÉNERGIE.....5

2 LES BESOINS EN PUISSANCE.....7

**ANNEXE 1A – CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS AU QUÉBEC EN MODE
IMPORTATION11**

TABLEAUX

Tableau 1.1 Besoins en énergie visés par le Plan (TWh)5

Tableau 2.1 Impact de la variation des taux de réserve en puissance (MW).....8

Tableau 2.2 Taux de réserve requise en puissance9

Tableau 2.3 Puissance requise (MW)10

1 **1 LES BESOINS EN ÉNERGIE**

2 La méthode permettant d'établir les besoins en énergie du Distributeur est
3 présentée à la pièce HQD-2, Document 1, section 2.1.3. Le tableau 1.1 qui suit
4 présente les besoins visés par le Plan.

5 **Tableau 1.1**
6 **Besoins en énergie visés par le Plan (TWh)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	<i>1,1</i>	<i>0,4</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

7
8 Comme il a été démontré à la pièce HQD-2, Document 1, section 2.4, les
9 besoins du Distributeur sont soumis à d'importants aléas. Ces aléas sont
10 d'autant plus importants lorsqu'on considère le nombre d'années qui séparent
11 inévitablement l'octroi d'un contrat de long terme et la date de début des
12 livraisons.

13 Cette variabilité importante des besoins a amené le Distributeur à se doter d'un
14 critère de fiabilité en énergie, afin d'assurer la sécurité des approvisionnements
15 de sa clientèle. De façon générale, ce critère vise à ce que le Distributeur ait les
16 moyens nécessaires pour faire face à des scénarios plus forts que le scénario
17 moyen de la demande.

18 Dans son dernier Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur retenait le
19 scénario d'encadrement fort de la demande comme balise. De plus, compte tenu
20 de l'écart grandissant entre le scénario fort et le scénario moyen en fonction de
21 l'éloignement de l'horizon, l'application de ce critère était limitée à 4 ans, horizon
22 au-delà duquel le Distributeur peut acquérir de nouveaux approvisionnements de
23 long terme. Depuis, les études effectuées sur l'aléa de la demande prévue et sur
24 l'aléa climatique des besoins ont permis de développer une méthode permettant
25 d'estimer plus justement la distribution de probabilité des besoins annuels en

1 énergie (voir HQD-2, Document 1, section 2.4). Cette méthode devrait donner un
2 signal plus stable des écarts possibles par rapport au scénario moyen de la
3 demande que l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen utilisé par le
4 passé.

5 Le Distributeur propose donc de reformuler le critère de fiabilité en énergie
6 comme suit : satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-
7 delà du scénario moyen, à quatre (4) ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et
8 l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme, une
9 dépendance supérieure à 5 TWh par année. L'annexe 1A présente le détail des
10 capacités d'importations et les raisons motivant une telle limitation du niveau de
11 dépendance envers les marchés de court terme. Cette limite de 5 TWh pourrait
12 être éventuellement rehaussée à partir de l'année où des augmentations
13 significatives des capacités d'interconnexion seraient mises en service.

14 Pour la prévision de la demande actuelle, cet écart-type se chiffre à 7,8 TWh
15 (voir tableau 2.17 de HQD-2, Document 1), soit un peu moins que l'écart entre le
16 scénario fort et le scénario moyen des besoins qui se chiffre, pour le même
17 horizon (2008), à 8,5 TWh (voir tableau 2.14 de HQD-2, Document 1).

18 Ce critère assure une protection permettant de faire face à près de 85 % des
19 scénarios possibles, ce qui de l'avis du Distributeur est suffisant. À l'inverse, une
20 protection plus faible que celle d'un écart-type apparaît insuffisant. En effet,
21 l'expérience des dernières années, où les besoins réels ont été supérieurs à
22 ceux prévus, à cause d'une combinaison d'une activité économique plus
23 importante et des températures plus froides, tend à confirmer la justesse de ce
24 niveau de protection.

1 **2 LES BESOINS EN PUISSANCE**

2 Comme pour les besoins en énergie, les besoins en puissance sont soumis aux
3 aléas de la demande et aux aléas climatiques. À lui seul, l'aléa climatique sur les
4 besoins en puissance à la pointe d'hiver 2007-2008, représenté par un écart-
5 type, atteint un peu plus de 1 200 MW. Une fois combinés, l'aléa sur la demande
6 et l'aléa climatique ont un impact de près de 1 900 MW, pour un écart-type, sur
7 les besoins en puissance à la pointe d'hiver 2007-2008. De plus, du côté de
8 l'offre les pannes et les indisponibilités occasionnent des besoins en puissance
9 qu'on ne peut prévoir avec certitude.

10 Afin de faire face à ces aléas et aux défaillances (pannes) d'équipements, les
11 réseaux électriques nord-américains se sont dotés d'un critère de fiabilité en
12 puissance, en matière d'approvisionnement en électricité, qui correspond à une
13 probabilité de défaillance n'excédant pas une fois par dix (10) ans ou encore
14 2,4 heures par année. Ce critère a été mis de l'avant par les organismes de
15 fiabilité tel le NPCC¹ (Northeast Power Coordinating Council).

16 Les besoins en puissance correspondent à la puissance requise pour satisfaire la
17 charge, en respectant le critère de fiabilité en puissance.

18 La puissance requise est présentée en fonction de la pointe annuelle des
19 besoins québécois plus une réserve pour faire face aux aléas de l'offre et de la
20 demande. Elle est établie de telle sorte qu'il soit possible d'alimenter la charge
21 québécoise, pendant toutes les heures de l'année, sans que l'espérance de

¹ Le critère exact, tel qu'émis par le NPCC, est formulé comme suit :

Ressource Adequacy – Design Criteria

Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years.

Tiré du document : «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems»

1 délestage de clients non interruptibles, en raison d'un manque de ressources,
 2 n'excède 2,4 heures par année.

3 Hydro-Québec Production doit fournir la puissance installée requise associée à
 4 l'électricité patrimoniale. Le Distributeur doit fournir la puissance installée requise
 5 (incluant les pertes) associée aux besoins qui excèdent le volume de
 6 consommation patrimoniale.

7 Depuis le premier Plan, le Distributeur a revu les taux de réserve en puissance
 8 qu'il doit utiliser selon l'horizon retenu. Par la même occasion, le Distributeur de
 9 concert avec Hydro-Québec Production a également établi de façon plus précise
 10 la réserve requise qui devrait être assurée par celle-ci pour l'électricité
 11 patrimoniale.

12 Le tableau 2.1 montre, pour les besoins visés par le présent Plan, l'impact des
 13 changements sur les besoins de réserve en puissance.

14 **Tableau 2.1**
 15 **Impact de la variation des taux de réserve en puissance (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 385
Selon l'État d'avancement 2003										
Réserve requise du Distributeur	3 598	3 756	3 924	3 961	3 991	4 019	4 037	4 060	4 086	4 110
- Réserve patrimoniale	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600
= Réserve additionnelle requise	-2	156	324	361	391	419	437	460	486	510
Selon le Plan d'approvisionnement 2005-2014										
Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
- Réserve patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
= Réserve additionnelle requise	-92	158	289	537	564	590	607	628	652	674
ÉCART	-90	2	-35	176	173	171	170	168	166	164

16
 17 Dans son premier Plan d'approvisionnement, étant donné l'incertitude sur les
 18 caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats
 19 d'approvisionnement, le Distributeur proposait d'appliquer, de façon provisoire,

1 un taux de réserve de 15 % sur ses besoins qui excédaient l'électricité
2 patrimoniale. Il mentionnait également que cette valeur pourrait être modifiée s'il
3 y avait lieu, suite aux résultats de l'appel d'offres.

4 Dans son dernier *État d'avancement*, le Distributeur retenait le chiffre de 11 %
5 pour établir les besoins de réserve en puissance à long terme. Pour les deux
6 premières années, ce taux était établi à environ 10,5 %. Il retenait
7 conséquemment une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale
8 de 3 600 MW.

9 Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la
10 suffisance des ressources, que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC, ont
11 permis de revoir de façon plus précise les taux de réserve en puissance qu'il
12 devrait utiliser selon l'horizon retenu. Le tableau 2.2 qui suit présente ces
13 résultats. À cet égard, le Distributeur procédera, s'il y a lieu, à une mise à jour,
14 suite à la Revue Triennale.

15 **Tableau 2.2**
16 **Taux de réserve requise en puissance**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008
Taux de réserve requise	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%

17

18

19 Au-delà de 2007-2008, donc à 36 mois d'avis, le taux est maintenu constant
20 puisque le Distributeur fait l'hypothèse que le marché pourrait faire des additions
21 d'équipements de pointe, au Québec ou ailleurs, au-delà de cet horizon.

22 La baisse du taux de réserve à long terme (de 11 % dans le dernier *État*
23 *d'avancement* à 10,1 %, dans le présent Plan) s'explique par la révision des
24 aléas en puissance utilisés dans le calcul de la réserve requise.

1 Ces résultats tiennent compte du fait que les taux de panne des équipements
2 fournissant les approvisionnements à long terme sont du même ordre que le taux
3 de panne du parc existant d'Hydro-Québec, comme le démontrent les résultats
4 du premier appel d'offres de long terme.

5 En ce qui concerne la réserve requise en puissance qui devrait être assurée par
6 Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale, elle s'établit maintenant
7 à 3 100 MW. Elle correspond à un taux de réserve de l'ordre de 9 %. Cette
8 baisse de la réserve associée à l'électricité patrimoniale reflète, d'une part, la
9 réduction des taux de réserve expliquée plus haut et, d'autre part, le fait que c'est
10 le Distributeur qui a la responsabilité d'acquérir la puissance installée requise en
11 excédent du volume de consommation patrimoniale et d'assurer les
12 approvisionnements pour faire face aux aléas de prévision de la demande,
13 lesquels croissent avec l'horizon de planification.

14 Le tableau 2.3 présente l'évolution de la puissance requise pour le Distributeur
15 sur l'horizon du Plan.

16 **Tableau 2.3**
17 **Puissance requise (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins visés par le Plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	<i>257</i>	<i>258</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139

18
19

1 **ANNEXE 1A – CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS AU QUÉBEC EN MODE**
2 **IMPORTATION**

3 La capacité maximale des interconnexions en mode importation est actuellement
4 de l'ordre de 4 110 MW. Un projet pourrait accroître cette capacité de 100 MW à
5 la fin de 2005, pour porter le total à 4 210 MW sur l'horizon du Plan. La capacité
6 disponible en mode importation dépend des réservations qui sont gérées par le
7 système OASIS du Transporteur et des contraintes, techniques et de marché,
8 associées à chacune des interconnexions.

9 Le tableau 1A présente la capacité maximale des interconnexions, pour l'année
10 2004. Il fait aussi état de la capacité disponible en période de pointe d'hiver,
11 lorsque l'on tient compte des contraintes techniques associées aux réseaux de
12 transport québécois et voisins.

13 La capacité d'importation disponible au Distributeur dépendra de la disponibilité
14 effective des équipements de production et des besoins des marchés voisins.

1
2

Tableau 1A
Capacité des interconnexions au Québec (MW)

Interconnexion	Capacité maximale en importation Année 2004		Capacité après contraintes techniques et ajout
	Hiver (MW)	Été (MW)	Pointe d'hiver (MW)
Nouveau-Brunswick	785	730	585
Nouvelle Angleterre – Derby	0	0	0
Nouvelle Angleterre – Highgate	170	170	0
Nouvelle Angleterre – Radisson-Nicolet-Sandy Pond et Des Cantons-Comerford	690	1 700	200
New York – Châteauguay	1 000	1 000	1 000
New York – CRT	0	0	100
Ontario – Nouvelle interconnexion			0
Ontario – Beauharnois	420	400	0
Ontario – Chat Falls *	50	30	0
Ontario – Kipawa *	110	80	0
TOTAL	3 225	4 110	1 885

3 * Capacité d'importation nette à partir de l'Ontario

1 Les contraintes techniques et de marché, et l'ajout qui sont considérés dans
2 l'évaluation de la capacité d'importation de chacune des interconnexions sont :

3 **Nouveau-Brunswick :**

- 4 • Le marché fait face à un équilibre interne serré en raison de la croissance
5 de la consommation et de l'enjeu sur la pérennité de la centrale nucléaire
6 Pointe Lepreau.
- 7 • Un contrat de puissance de 200 MW réduit, pendant quelques heures par
8 année, les capacités d'importation continue d'énergie.

9 **Nouvelle Angleterre :**

- 10 • L'importation de quantités substantielles n'est possible que pour une
11 courte période de l'année.
- 12 • La capacité disponible d'importation diminue de 1 700 MW à 690 MW
13 lorsque le poste de Nicolet est requis pour l'acheminement de la
14 production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. C'est
15 une configuration fréquente durant les heures d'hiver.
- 16 • Aucune importation n'est possible pendant 20 % des heures de pointe,
17 estivales et hivernales (256 heures), en raison de la pointe de
18 consommation du marché (agglomération urbaine de Boston).
- 19 • Il faut compter une période d'entretien d'un mois par an, entre mai et
20 septembre

21 **New York :**

- 22 • L'addition d'un transformateur à fréquence variable au poste Langlois
23 permettra d'importer 100 MW via les lignes de Cedar Rapids Transmission
24 (CRT), dès la fin de 2005.
- 25 • Aucune importation n'est possible pendant 20 % des heures de pointe des
26 mois de juillet et d'août (128 heures), en raison de la pointe de
27 consommation à New York.

- 1 • Il faut compter une période d'entretien d'un mois par an, entre mai et
2 septembre.

3 **Ontario :**

- 4 • La capacité d'importation est limitée en raison de difficultés
5 d'approvisionnement du marché ontarien.
6 • La pointe d'hiver est coïncidente avec celle du réseau québécois.
7 • La pointe d'été égale presque celle d'hiver.

8

9

10 Considérant les limitations et additions énoncées, l'entretien requis sur les
11 équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne majeure
12 sur ces équipements, le Distributeur estime la capacité annuelle d'importation
13 énergétique à environ 15 TWh, dont 4 TWh en périodes de pointe.

14 Considérant également que le Distributeur doit partager l'utilisation des
15 interconnexions avec d'autres utilisateurs dont Hydro-Québec Production qui, en
16 cas de faible hydraulité, compte sur la possibilité d'importation pour garantir le
17 volume d'électricité patrimoniale et que les marchés limitrophes pourraient
18 connaître un scénario fort de la demande, le Distributeur retient, pour des fins de
19 planification, une dépendance envers les marchés de court terme de 5 TWh par
20 année.

**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS
OU
EN COURS D'ACQUISITION**

TABLE DES MATIÈRES

1	L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE	5
2	LES APPROVISIONNEMENTS AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....	6
2.1	Le recours obligatoire à l'appel d'offres	6
2.2	Les produits énergétiques.....	7
2.3	Les contrats signés	9
2.4	Les appels d'offres en cours et les contrats en préparation	10
2.5	L'option d'électricité interruptible	10
2.6	L'entente-cadre pour la gestion des aléas climatiques et de l'énergie involontaire.....	11
2.7	Sommaire	11
	ANNEXE 2A – SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE	13
	ANNEXE 2B – PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME	15

TABLEAUX

Tableau 2.1	Contribution en énergie des approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale (TWh).....	12
Tableau 2.2	Contribution en puissance des approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale (MW)	12

1 Dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, soumis en octobre 2001,
2 les approvisionnements existants se limitaient au volume d'électricité
3 patrimoniale, dont les conditions de livraisons sont définies par le *Décret*
4 *concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois*
5 *en électricité patrimoniale* (ci-après, le Décret), et à un engagement d'Hydro-
6 Québec Production d'alimenter les ventes au tarif BT jusqu'en 2003. Depuis, le
7 Distributeur a lancé au cours des trois dernières années, une série d'appels
8 d'offres qui visaient à compléter l'approvisionnement fourni en vertu de
9 l'électricité patrimoniale. D'autres appels d'offres sont également en cours pour
10 assurer l'approvisionnement à plus long terme. Les sections suivantes passent
11 en revue les caractéristiques de chacun de ces approvisionnements existants ou
12 en cours.

13 **1 L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

14 La *Loi sur Hydro-Québec* stipule qu'Hydro-Québec doit assurer
15 l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale. En vertu
16 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* le volume de consommation patrimoniale
17 exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou
18 d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes
19 approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du
20 gouvernement. Les caractéristiques de l'électricité patrimoniale doivent être
21 fixées par le gouvernement. Le Plan est le reflet des conditions ainsi
22 déterminées.

23 Le volume annuel d'électricité patrimoniale est caractérisé par un profil annuel
24 préétabli de valeurs horaires de puissances classées par ordre décroissant. La
25 puissance maximale du profil a été fixée à 34 342 MW.

26 La *Loi sur Hydro-Québec* et le Décret précisent que l'approvisionnement en
27 électricité patrimoniale doit inclure tous les services nécessaires et généralement
28 reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec

1 Production garantit l'accès à une puissance installée suffisante pour couvrir les
2 livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les
3 aléas de production et les aléas climatiques en puissance associés à l'électricité
4 patrimoniale. Si on se réfère au critère de fiabilité en puissance du NPCC
5 (Northeast Power Coordinating Council), le respect de ce critère correspond à
6 une espérance de délestage de 2,4 heures par année.

7 Toutefois, à compter de la première année où le volume de consommation
8 patrimoniale est atteint, les livraisons d'électricité patrimoniale ne peuvent
9 excéder le profil annuel des puissances classées inclus au Décret. Même si le
10 critère de fiabilité en puissance est garanti par Hydro-Québec Production,
11 l'énergie associée à la puissance en dépassement du profil ne fait pas partie de
12 l'électricité patrimoniale.

13 Tous les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité
14 et la fiabilité de l'approvisionnement du volume d'électricité patrimoniale, requis
15 par le Transporteur, sont inclus dans l'électricité patrimoniale et sont fournis par
16 Hydro-Québec Production. L'annexe 2A fournit une liste des services
17 complémentaires visés.

18 **2 LES APPROVISIONNEMENTS AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ** 19 **PATRIMONIALE**

20 **2.1 Le recours obligatoire à l'appel d'offres**

21 Pour les besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale, de même que pour les
22 blocs d'énergie déterminés par le gouvernement, la *Loi sur la Régie de l'énergie*
23 oblige le Distributeur à faire appel à la concurrence. Il doit donc lancer des
24 appels d'offres, ouverts à tous les fournisseurs, en vue de conclure des contrats
25 d'approvisionnement.

26 Il serait certes intéressant que le Distributeur puisse compter sur un bassin de
27 fournisseurs potentiels disposant de surplus leur permettant de répondre à des

1 appels d'offres de court terme, voire de livrer plus rapidement des
2 approvisionnements de long terme, à partir d'installations sises au Québec.

3 On ne peut cependant s'attendre à ce que plusieurs producteurs développent
4 spontanément des sources de production en fonction du marché attendu. Pour
5 susciter de la nouvelle production au Québec, le Distributeur doit procéder à des
6 appels d'offres pour des contrats de long terme de 15 à 20 ans.¹ De tels contrats
7 permettent aux promoteurs de se financer. Des contrats plus courts
8 restreindraient considérablement le nombre de soumissionnaires potentiels. Le
9 Distributeur a également découpé ses besoins de façon à susciter la plus grande
10 participation possible tout en les comblant de façon efficace.

11 En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur a l'obligation de
12 minimiser le coût des approvisionnements en électricité puisque ceux-ci sont
13 directement répercutés sur les tarifs que doivent payer ses clients. Le
14 Distributeur doit attribuer ses contrats d'approvisionnement « *sur la base du prix
15 le plus bas [...] en tenant compte du coût de transport applicable* ».

16 **2.2 Les produits énergétiques**

17 Les principaux produits visés par les contrats d'approvisionnement sont les
18 suivants:

19 **Pour les besoins de long terme;**

- 20 • Le **service de base** qui vise à répondre à des besoins présents à presque
21 toutes les heures d'une période prédéterminée et peu sujets à des aléas.
22 Plusieurs types de sources d'approvisionnement (hydraulique, centrale au
23 gaz naturel à cycle combiné, énergie éolienne avec un service
24 d'équilibrage, cogénération) sont en mesure de procurer un tel service.
- 25 • Les services qui visent à répondre à des besoins variables dans le temps.
26 Ces produits peuvent de plus être mis à l'arrêt dans le cas d'un scénario

¹ Voir HQD-3, document 5.

1 faible ou encore produire au maximum si un scénario fort de la demande
2 se présente. On peut dans ce cas distinguer deux types de produits.
3 D'une part, il y a le service « **cyclable** » qui permet de suivre les cycles
4 journaliers de la demande. D'autre part, il y a un second produit, le service
5 entièrement « **modulable** » sur des cycles beaucoup plus longs (semaine,
6 mois, saison), pouvant fonctionner à plein régime ou à régime partiel. Les
7 équipements hydroélectriques et thermiques, principalement du type cycle
8 combiné, sont les plus susceptibles de répondre adéquatement aux
9 besoins de nature modulable, de par leurs caractéristiques. À l'inverse, la
10 cogénération à haute efficacité pourrait difficilement répondre à ce besoin
11 compte tenu des besoins généralement stables des clients vapeur.

- 12 • **Le service de pointe** conçu pour répondre à des besoins durant un faible
13 nombre d'heures annuellement, généralement aux fines pointes de la
14 demande. La puissance associée à ces produits est habituellement
15 mobilisable sous de courts préavis. L'électricité interruptible est un
16 exemple de ce type de produit.

17 On trouvera à l'annexe 2B les produits énergétiques standards transigés sur les
18 marchés de court terme.

1 **2.3 Les contrats signés**

2 L'appel d'offres de 2002 pour des approvisionnements de long terme

3 À la suite de son premier appel d'offres de long terme, lancé en février 2002, le
4 Distributeur a signé trois contrats, pour une capacité totale de 1 107 MW. Les
5 premières livraisons devaient débuter en septembre 2006, avec l'entrée en
6 service de la centrale de cogénération de TransCanada Energy à Bécancour,
7 pour des livraisons en base de 507 MW, avec l'option, pour le Distributeur, d'une
8 puissance additionnelle de 40 MW en hiver. Les autres livraisons en base
9 débuteront en mars 2007, en vertu du contrat signé avec Hydro-Québec
10 Production, pour une puissance contractuelle de 350 MW. Le troisième contrat,
11 également signé avec Hydro-Québec Production, prévoit des livraisons cyclables
12 à compter de mars 2007, pour une puissance contractuelle de 250 MW.

13 Les blocs d'énergie déterminés par le gouvernement

14 L'appel d'offres relatif à un bloc d'électricité en base produite avec de la
15 biomasse, lancé en avril 2003 et qui découlait d'un règlement du gouvernement,
16 a permis la signature de deux contrats. Les quantités contractuelles afférentes
17 sont de 20,4 MW pour la centrale de Bowater (livraisons devant débuter en juillet
18 2006) et de 19 MW pour la centrale de Kruger (livraisons à partir de mars 2007),
19 soit au total 39 MW.

20 Les contrats de court terme

21 Dans le but de satisfaire les besoins en électricité de sa clientèle québécoise
22 pour la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2005, le Distributeur a lancé
23 deux appels d'offres de court terme. Le premier, lancé en avril 2004, a permis la
24 signature de cinq transactions totalisant 250 MW, avec Constellation Power
25 Source, pour des livraisons provenant de l'extérieur du Québec. Le deuxième,
26 lancé en octobre 2004, vise à acquérir des quantités mensuelles variant entre
27 100 et 400 MW.

1 **2.4 Les appels d'offres en cours et les contrats en préparation**

2 Conformément au règlement édicté par le gouvernement, le Distributeur a lancé
3 en mai 2003 un appel d'offres pour l'acquisition d'un bloc d'électricité produite à
4 partir d'éoliennes, totalisant 1 000 MW de puissance installée.

5 Suite à l'analyse des soumissions déposées en juin 2004, le Distributeur a retenu
6 des soumissions des entreprises Cartier Wind Energy et de Northland Power /
7 Northland Power Income Fund. Les soumissions retenues totalisent 990 MW
8 pour 3,2 TWh, soit un FU moyen d'environ 36,5 %. Les contrats devraient être
9 signés en décembre 2004. Les livraisons débuteront en décembre 2006.

10 Par ailleurs, pour intégrer la production des éoliennes avec ses autres
11 approvisionnements, le Distributeur entend conclure une entente en vue
12 d'acquiescer un service d'équilibrage auprès d'un fournisseur québécois,
13 conformément au règlement relatif au bloc d'énergie éolienne. Ce service sera
14 opérationnel pour le début des livraisons, en décembre 2006.

15 Finalement, pour faire suite à un règlement édicté par le gouvernement du
16 Québec, le Distributeur a lancé, en octobre 2004, un appel d'offres de long terme
17 concernant l'acquisition d'un bloc de 350 MW de puissance provenant
18 d'équipements de cogénération d'électricité et de chaleur utile. Le dépôt des
19 soumissions se fera en mars 2005 et le début des livraisons pourrait avoir lieu
20 dès décembre 2008.

21 **2.5 L'option d'électricité interruptible**

22 À la demande du Distributeur, la Régie a reconduit, pour la période du 1^{er}
23 décembre 2004 au 30 novembre 2006, l'option d'électricité interruptible offerte
24 aux clients de grande puissance qui sont admissibles au tarif L². Cette option
25 avait été approuvée par la Régie le 3 décembre 2003 par sa décision D-2003-
26 224 qui en décrit les modalités.

² Décision D-2004-213 du 14 octobre 2004.

1 Mise en place dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2002-2011, cette
2 option accroît la flexibilité de gestion des approvisionnements du Distributeur. La
3 première année d'expérience a été favorable : 25 clients ont adhéré à l'option,
4 pour une quantité de puissance effective totalisant 832 MW.

5 **2.6 L'entente-cadre pour la gestion des aléas climatiques et de l'énergie** 6 **involontaire**

7 Pour répondre aux besoins de très court terme comme ceux créés par les
8 variations climatiques ou encore les indisponibilités momentanées de certains de
9 ses fournisseurs, le Distributeur proposait dans son premier Plan une entente-
10 cadre avec Hydro-Québec Production. Cette entente complètera les moyens à la
11 disposition du Distributeur, comme l'électricité interruptible et le recours aux
12 marchés de très court terme, pour faire face aux besoins de court terme ne
13 pouvant être comblés par des appels d'offres.

14 En vertu de cette entente, Hydro-Québec Production met à la disposition du
15 Distributeur une quantité d'énergie, au-delà de l'électricité patrimoniale, pour faire
16 face aux aléas de court terme.

17 Il s'agira essentiellement d'une option que détiendra le Distributeur puisque celui-
18 ci n'aura aucune obligation contractuelle envers Hydro-Québec Production. Cette
19 option permettra au Distributeur de compléter les moyens à sa disposition pour
20 faire face aux aléas de très court terme.

21 Cette entente sera soumise à la Régie de l'énergie dès sa conclusion.

22 **2.7 Sommaire**

23 On trouve aux tableaux 2.1 et 2.2 les contributions en énergie et en puissance
24 des approvisionnements sur l'horizon du Plan.

1
2
3

Tableau 2.1
Contribution en énergie des approvisionnements existants et en cours
d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
= Contribution totale des approvisionnements existants et en cours d'acquisition	3,0	1,5	8,5	9,8	11,7	13,1	13,4	13,7	14,4	14,4

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

4

5
6
7

Tableau 2.2
Contribution en puissance des approvisionnements existants et en cours
d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale (MW)

	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
- TransCanada Energy ¹	-	547	547	547	547	547	547	547	547
- Hydro Québec Production - Base	-	-	350	350	350	350	350	350	350
- Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	250	250	250	250	250	250	250
- Électricité interruptible ²	560	560	560	560	560	560	560	560	560
- Contrats de court terme signé en 2004 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	20	36	36	36	36	36	36	36
- Appel d'offres d'énergie éolienne ⁴	-	77	131	171	208	263	321	361	361
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	200	350	350	350	350	350
= Contribution totale des approvisionnements existants et en cours d'acquisition	560	1 204	1 875	2 115	2 301	2 356	2 414	2 455	2 455

¹ Une puissance additionnelle de 40 MW est disponible pour les mois de décembre, janvier et février.

² Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.

³ La puissance associée aux contrats et appels d'offres de court terme pour satisfaction des besoins de 2005 ne peut servir à remplir le critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.

⁴ Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

8

1 **ANNEXE 2A – SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À**
2 **L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

3 Tel que statué par le Décret, Hydro-Québec Production doit fournir tous les
4 services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la
5 fiabilité de l'approvisionnement du volume d'électricité patrimoniale. Par
6 conséquent, Hydro-Québec Production a les obligations suivantes :

7 a) Hydro-Québec Production doit rendre accessible la plage de puissance
8 réactive nominale et fournir le contrôle de tension à ses centrales ou aux
9 centrales associées à ses contrats d'achat.

10 b) Hydro-Québec Production est tenue de fournir les marges permettant une
11 exploitation sécuritaire du réseau de transport et une fiabilité
12 d'alimentation de la charge selon les exigences du Transporteur. Ces
13 exigences couvrent entre autres :

- 14 • une réserve d'exploitation incluant les réserves synchrone, 10
15 minutes et 30 minutes telles qu'elles sont définies par le
16 Transporteur ;
- 17 • une réserve de stabilité ;
- 18 • une plage pour la régulation et le contrôle de fréquence («RFP»)
19 ainsi qu'une plage pour assurer le suivi de la charge.

20 Tout changement dans les exigences de réserves du Transporteur entraînant
21 une augmentation de leur niveau global et ayant pour effet d'augmenter la
22 fiabilité du réseau de transport n'augmente pas les obligations d'Hydro-Québec
23 Production à l'égard des services complémentaires à être inclus dans
24 l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Si un changement dans les
25 exigences de réserves du Transporteur a pour effet d'en diminuer le niveau

- 1 global, la puissance ainsi libérée continue d'être à la disposition du Distributeur
- 2 pour rencontrer ses divers besoins.

- 3 Finalement, le Distributeur et Hydro-Québec Production doivent s'assurer que
- 4 toutes leurs nouvelles sources respectives d'approvisionnement respectent les
- 5 exigences du Transporteur.

1 **ANNEXE 2B – PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS SUR**
2 **LES MARCHÉS DE COURT TERME**

3 Les produits reliés au marché de court terme les plus fréquemment transigés
4 dans le nord-est des États-Unis et auxquels le Distributeur pourrait faire appel, se
5 divisent en deux catégories : l'énergie et la puissance.

6 **L'énergie**

7 L'énergie se transige habituellement en \$/MWh sur une bourse d'électricité sous
8 la responsabilité d'un ISO (« Independent System Operator ») ou en transaction
9 bilatérale, soit directement entre deux (2) parties ou par l'intermédiaire d'un
10 courtier en énergie. C'est le rôle de l'ISO de recevoir les offres (Bid) et les
11 demandes (Ask).

12 L'énergie peut être transigée physiquement selon les sous-produits suivants :

- 13 • **Transaction horaire en temps réel** (ou marché spot) : Transaction d'heure
14 en heure dont le programme peut être mis en place jusqu'à 90 minutes avant
15 sa réalisation.
- 16 • **Transaction horaire pour le lendemain** (sur le marché "Day-ahead" ou
17 "DAM") : Transaction d'heure en heure dont le programme peut être mis en
18 place jusqu'à 12 heures avant sa réalisation.
- 19 • **Transaction en pointe** : Transaction pour le bloc des 16 heures les plus
20 sollicitées d'une journée (7 h à 23 h), du lundi au vendredi, à l'exception des
21 jours fériés. Le produit est communément appelé « 5X16 » lorsque la
22 transaction comprend les 5 jours ouvrables de la semaine.
- 23 • **Transaction hors pointe** : Transaction pour le bloc d'heures les moins
24 sollicitées d'une journée (23 h à 7 h), ainsi que toutes les heures les samedi,
25 dimanche et jours fériés.

1 • **Transaction 24 heures** : Transaction pour le bloc de 24 heures d'une
2 journée. Le produit est communément appelé « 7X24 » lorsque la transaction
3 comprend 7 jours consécutifs.

4 Ces sous-produits peuvent être transigés pour des périodes étendues. Les
5 périodes les plus fréquemment définies pour fins de transaction sont :

- 6 • Reste de la journée
- 7 • Lendemain
- 8 • Reste de la semaine
- 9 • Semaine prochaine
- 10 • Fin de semaine prochaine
- 11 • Mensuel
- 12 • Janvier-février
- 13 • Mars-avril
- 14 • Juillet-août
- 15 • Trimestriel (Q4)
- 16 • Annuel

17 **La puissance**

18 La puissance installée « ICAP » (*Installed Capacity*) d'un réseau électrique est
19 constituée de la somme des capacités de toutes les unités de production se
20 trouvant sur son territoire, plus les achats bilatéraux de puissance auprès de
21 producteurs dans les réseaux voisins. La puissance d'une unité de production
22 représente le maximum d'énergie qu'elle peut théoriquement produire en un
23 instant. Elle est généralement représentée en MW. La puissance « UCAP »
24 (Unforced Capacity) est utilisée par les réseaux voisins pour mesurer la capacité

1 réelle de chaque unité de production en tenant compte de leurs disponibilités
2 historiques et, ainsi, rémunérer leur contribution véritable.

3 Les produits liés à la puissance se transigent en \$/kW-mois, sur des périodes
4 d'un mois à douze mois, soit sous la responsabilité d'un ISO par des ventes aux
5 enchères, soit en transaction bilatérale. Les périodes d'été, de mai à octobre, et
6 d'hiver, de novembre à avril, se transigent trente (30) jours avant le début de
7 chaque période. Les périodes mensuelles se transigent quinze (15) jours avant le
8 début du mois.

**APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS
ET
STRATÉGIE**

TABLE DES MATIÈRES

1	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS.....	5
1.1	Approvisionnement additionnels requis en énergie.....	5
1.2	Puissance additionnelle requise.....	6
1.3	Profil des approvisionnements additionnels requis.....	6
2	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....	10
2.1	Contexte général de planification.....	10
2.2	Les filières de production pour les approvisionnements de long terme.....	12
2.3	Les filières de production pour les approvisionnements de court terme.....	14
2.4	La stratégie d'approvisionnement.....	14
2.4.1	La stratégie de long terme.....	15
2.4.2	La stratégie de court terme.....	17
2.4.3	Ajustements en cas d'imprévus.....	19
3	MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE.....	20
3.1	Acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme.....	20
3.1.1	Comblement des besoins à l'horizon 2009-2014 et produits envisagés.....	21
3.1.2	Acquisition d'un service modulable de 400 MW.....	22
3.1.3	Acquisition d'un produit cyclable.....	24
3.1.4	Résultats du déploiement de long terme.....	25
3.2	Acquisition de nouveaux approvisionnements de court terme.....	26
3.2.1	Besoins de l'année 2005.....	27
3.2.2	Besoins de l'année 2006.....	28
3.2.3	Besoins de l'année 2007.....	30
3.2.4	Besoins de l'année 2008.....	32
3.3	Respect du critère de fiabilité en énergie.....	35
ANNEXE 3A – DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION DE PUISSANCE OU D'ÉNERGIE.....		39
ANNEXE 3B — HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION – ÉTAT DES RÉSERVES ET DE LA FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE.....		43
ANNEXE 3C – CAPACITÉ DE TRANSPORT DU RÉSEAU PRINCIPAL.....		45

TABLEAUX

Tableau 1.1 Approvisionnements additionnels requis en énergie (TWh)	5
Tableau 1.2 Puissance additionnelle requise (MW)	6
Tableau 3.1 Approvisionnements additionnels requis 2009-2014 (avant déploiement du Plan).....	21
Tableau 3.2 Approvisionnements additionnels requis au-delà du second appel d'offres sur l'énergie éolienne	22
Tableau 3.3 Impact du déploiement de long terme (TWh).....	25
Tableau 3.4 Bilan en puissance du Distributeur après déploiement proposé du Plan (MW)	26
Tableau 3.5 Approvisionnements additionnels requis 2005-2008	27
Tableau 3.6 Caractéristiques des prochains achats de court terme.....	35
Tableau 3.7 Approvisionnements additionnels requis (scénario à +1 écart-type du scénario moyen).....	38

GRAPHIQUES

Graphique 1.1 Courbes des puissances classées du profil horaire des besoins Années 2006 et 2014	7
Graphique 1.2 Courbes des puissances classées des approvisionnements additionnels requis - années 2006 et 2014	8
Graphique 1.3 Puissances mensuelles maximales requises au-delà du volume d'électricité patrimoniale.....	9
Graphique 1.4 Puissance mensuelles maximales requises, correspondant aux approvisionnements additionnels requis.....	10
Graphique 3.1 Puissances mensuelles maximales requises Année 2006	29
Graphique 3.2 Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2006	30
Graphique 3.3 Puissances mensuelles maximales requises Année 2007	31
Graphique 3.4 Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2007	32
Graphique 3.5 Puissances mensuelles maximales requises Année 2008	33
Graphique 3.6 Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2008	34

1 **1 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

2 **1.1 Approvisionnement additionnels requis en énergie**

3 Les approvisionnements additionnels requis par le Distributeur, selon le scénario
4 moyen, apparaissent au tableau 1.1.

5 **Tableau 1.1**
6 **Approvisionnement additionnels requis en énergie (TWh)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ <i>gestion des approvisionnements en temps réel</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnement additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
= Approvisionnement additionnels requis	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Marché de court terme	0,8	6,4	1,6	2,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Marché de long terme	-	-	-	-	1,7	1,6	2,4	4,0	4,0	5,3

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

7
8 Les approvisionnements additionnels requis en énergie sont obtenus en
9 soustrayant, des besoins visés par le Plan, les approvisionnements existants et
10 en cours d'acquisition.

11 Conformément aux dispositions du Décret, la quantité maximale d'électricité
12 patrimoniale disponible pour les besoins du Distributeur s'établit à 165 TWh plus
13 8,4% de pertes de transport et de distribution, soit 178,86 TWh.

14 Les analyses réalisées montrent qu'une quantité additionnelle d'énergie devra
15 être acquise sur les marchés de court terme, pour la gestion des
16 approvisionnements en temps réel. Cette quantité est estimée à environ
17 0,5 TWh, à court terme. Ce phénomène devrait s'atténuer avec l'augmentation

1 des besoins à satisfaire. Une provision de 0,3 TWh a donc été retenue dans les
2 analyses à plus long terme.

3 **1.2 Puissance additionnelle requise**

4 De la même façon, le tableau 1.2 présente le bilan en puissance, après avoir pris
5 en compte la contribution à la pointe des approvisionnements existants et en
6 cours d'acquisition.

7 **Tableau 1.2**
8 **Puissance additionnelle requise (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	257	258	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance installée requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139
- Approvisionnements existants et à venir	38 002	38 002	38 646	39 317	39 557	39 743	39 798	39 856	39 897	39 897
• Électricité patrimoniale	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
• Réserve sur électricité patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
• Électricité interruptible ¹	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
• TransCanada Energy ²	-	-	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	-	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de court terme signés en 2004 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de biomasse	-	-	20	36	36	36	36	36	36	36
• Appel d'offres d'énergie éolienne ⁴	-	-	77	131	171	208	263	321	361	361
• Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	-	200	350	350	350	350	350
= Puissance additionnelle requise	-	668	417	331	390	478	607	781	999	1 242

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.

² Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.

³ La puissance associée aux appels d'offres de court terme pour satisfaction des besoins de 2005 ne peuvent servir à remplir la critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.

⁴ Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

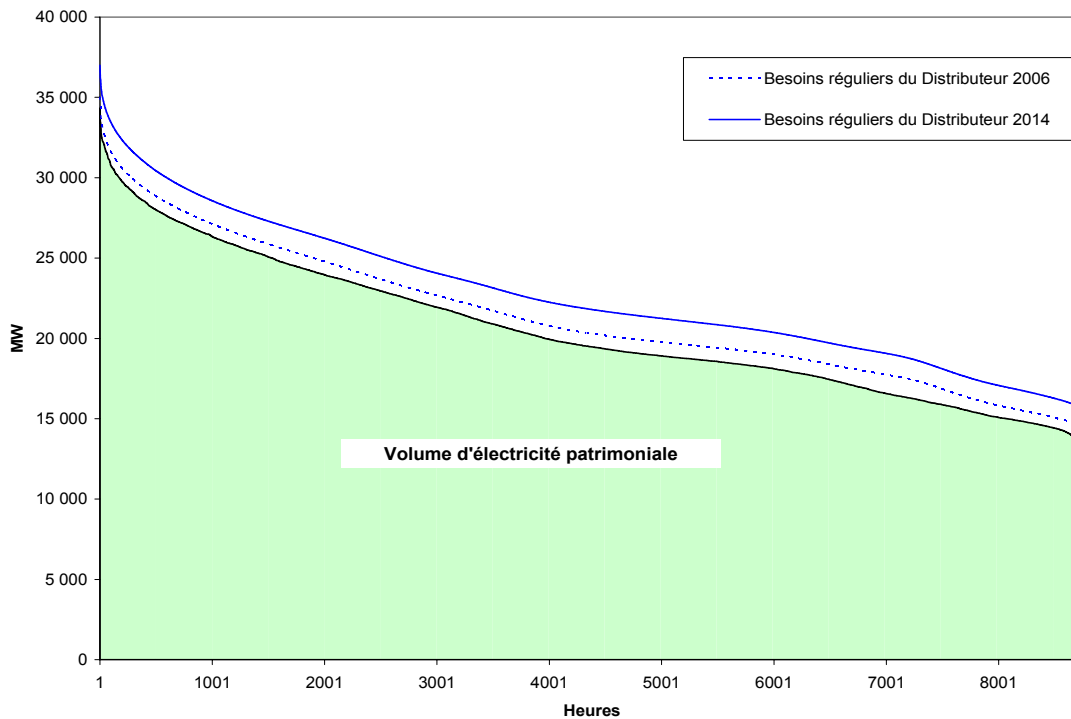
9
10 **1.3 Profil des approvisionnements additionnels requis**

11 Les besoins en énergie doivent également être analysés sur la base de la
12 capacité de répondre à l'ensemble du profil de charge du Distributeur, d'une
13 année à l'autre.

14 Le profil des approvisionnements requis s'obtient en effectuant la différence
15 entre, d'une part, la courbe des puissances classées prévues pour une année

1 donnée et, d'autre part, le profil des livraisons de l'électricité patrimoniale, tel qu'il
2 apparaît dans le Décret. Le graphique 1.1 présente, à titre d'exemple, les
3 courbes de puissances classées du profil horaire des besoins pour les années
4 2006 et 2014. Sur ce même graphique est présentée la courbe des puissances
5 classées de l'électricité patrimoniale.

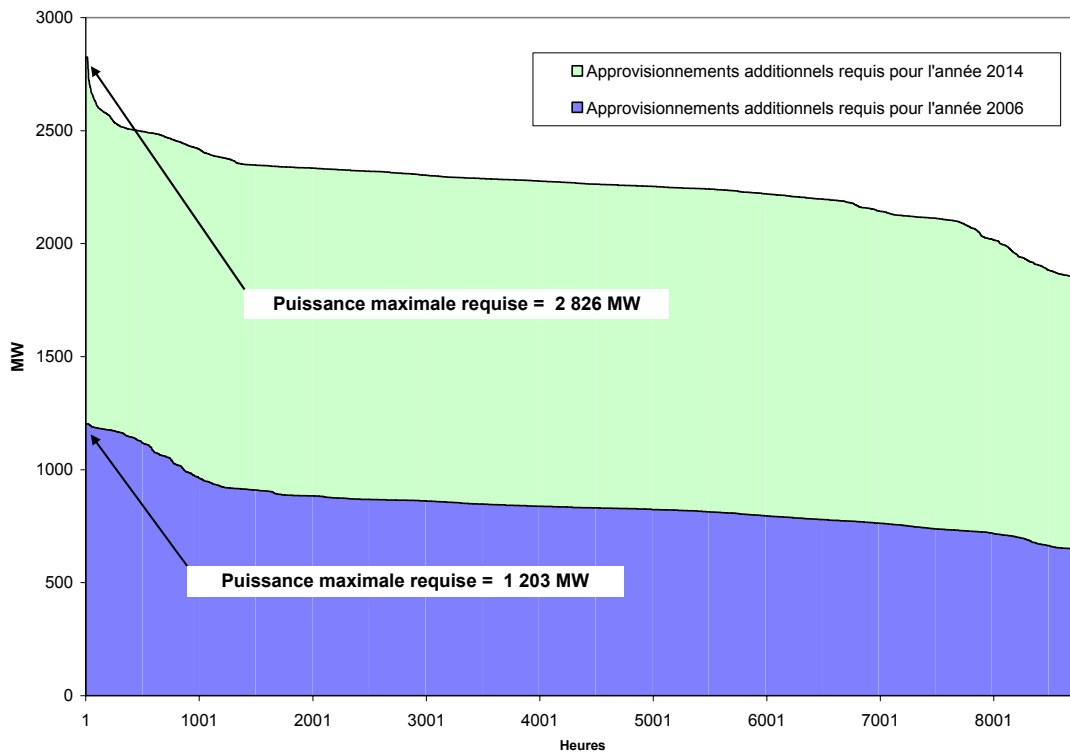
6 **Graphique 1.1**
7 **Courbes des puissances classées du profil horaire des besoins**
8 **Années 2006 et 2014**



9
10 Le profil des approvisionnements additionnels requis prend la forme d'une
11 puissance horaire requise à chacune des heures de l'année. Le graphique 1.2
12 présente ces profils pour les années 2006 et 2014. Ces valeurs sont obtenues
13 par différence entre la courbe des besoins de chacune des années et la courbe
14 de l'électricité patrimoniale, et sont classées en ordre décroissant. Pour chacune
15 des années illustrées, on peut identifier la puissance maximale requise au-delà
16 du volume d'électricité patrimoniale. Ces valeurs correspondent à celles

1 présentées au graphique 1.3, où est présentée l'évolution des profils pour
2 l'ensemble de l'horizon du Plan. Ces profils mensuels montrent la puissance
3 maximale requise à chaque mois pour répondre au profil de la charge, suivant le
4 scénario moyen et à conditions climatiques normales.

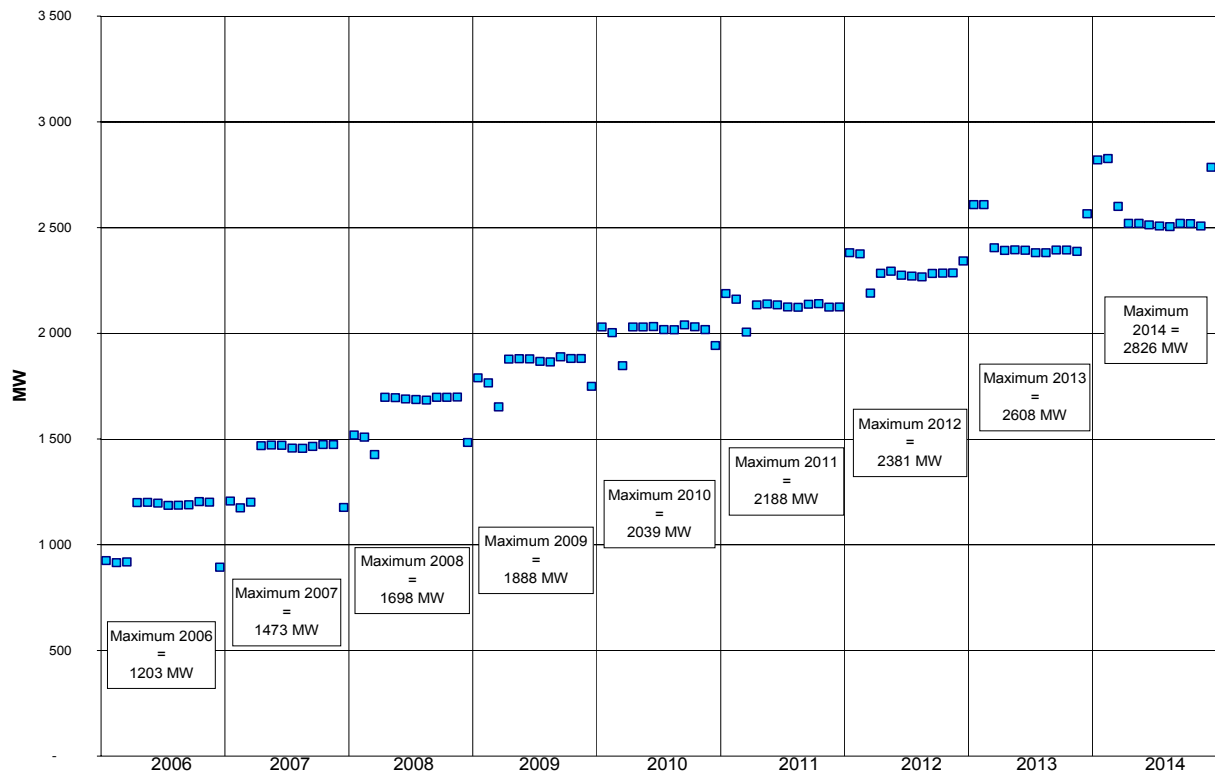
5 **Graphique 1.2**
6 **Courbes des puissances classées des approvisionnements**
7 **additionnels requis - années 2006 et 2014**



8
9

1
2
3

Graphique 1.3
Puissances mensuelles maximales requises
au-delà du volume d'électricité patrimoniale

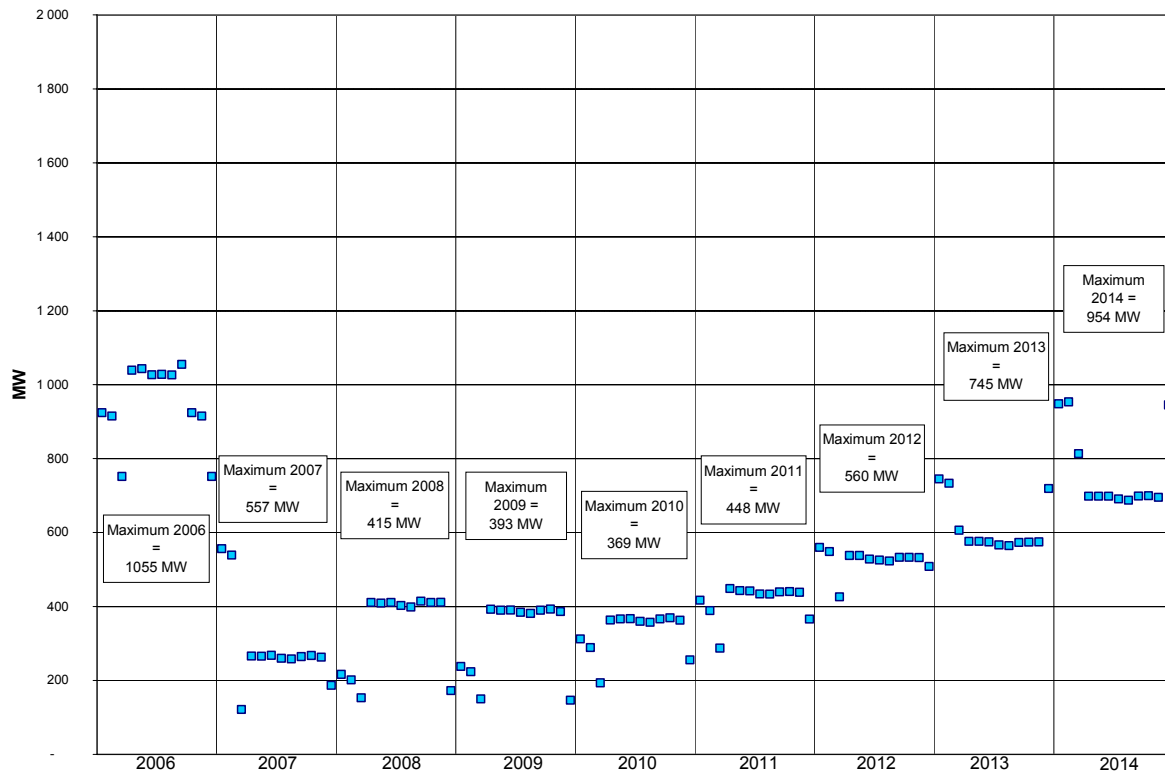


4
5

6 Finalement, le graphique 1.4 illustre l'évolution de ces profils, après avoir pris en
7 compte la contribution des contrats signés et des appels d'offres en cours, tel
8 que présenté au tableau 1.1 du présent document.

1
2
3

Graphique 1.4
Puissance mensuelles maximales requises, correspondant aux approvisionnements additionnels requis



4
5

6 2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

7 2.1 Contexte général de planification

8 Depuis son premier plan d'approvisionnement, le Distributeur a lancé quatre
9 appels d'offres de long terme. Le premier était ouvert à toutes les sources de
10 production. Les trois autres découlaient de l'adoption de règlements par le
11 gouvernement et concernaient la biomasse, l'énergie éolienne et la cogénération.

1 Les appels d'offres de long terme déjà réalisés auront permis au Distributeur de
2 faire l'acquisition d'une capacité installée de plus de 2 100 MW, sur une période
3 de trois ans. En octobre 2004, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel
4 d'offres portant sur une première tranche de 350 MW d'électricité produite par
5 cogénération. C'est donc près de 2 500 MW de capacité installée que le
6 Distributeur aura acquis sur une période de quatre ans. Comme le démontrent
7 les bilans présentés à HQD-3, Document 2, tableau 2.1, la contribution en
8 énergie de tous ces nouveaux approvisionnements, estimée à terme à environ
9 14,5 TWh, permettra au Distributeur de satisfaire une large part de ses besoins
10 de long terme.

11 De la même façon, le Distributeur a procédé en 2004 à ses premiers appels
12 d'offres sur les marchés de court terme. Ces appels d'offres auront été réalisés et
13 se seront soldés par l'acquisition de produits de base et de produits modulables,
14 avec des options permettant au Distributeur de réduire les quantités au besoin.

15 Ces premiers appels d'offres de long terme et de court terme ont permis de
16 tester la réceptivité et la profondeur de ces nouveaux marchés pour la fourniture
17 d'électricité. Les résultats ont été probants, lorsqu'on considère le nombre de
18 soumissions reçues de même que les quantités offertes. L'expérience récente du
19 Distributeur démontre donc qu'il est possible de susciter une saine concurrence
20 entre les fournisseurs d'électricité, que ce soit à l'intérieur d'une filière de
21 production ou en mettant les filières en concurrence.

22 En matière de planification du réseau de transport, l'annexe 3C présente les
23 travaux entrepris par TransÉnergie de concert avec le Distributeur.

24 Selon les besoins identifiés au scénario moyen, après la contribution des
25 programmes d'économies d'énergie, le Distributeur n'entrevoit pas être aussi
26 actif sur les marchés de long terme au cours des prochaines années. Ses efforts
27 porteront surtout sur les marchés de court terme, puisqu'il prévoit toujours des

1 approvisionnements relativement importants au cours des trois prochaines
2 années.

3 **2.2 Les filières de production pour les approvisionnements de long terme**

4 Lorsque les appels d'offres de long terme en cours auront été conclus par
5 l'attribution de contrats, le Distributeur disposera d'un portefeuille
6 d'approvisionnements de long terme varié, composé de différentes sources de
7 production :

- 8 • hydroélectricité
- 9 • énergie éolienne
- 10 • biomasse
- 11 • cogénération

12 Le potentiel de chacune est cependant variable. La présente section donne un
13 aperçu de ce potentiel, pour les futurs appels d'offres de long terme du
14 Distributeur.

15 L'hydroélectricité

16 Hydro-Québec Production a l'intention de développer le potentiel hydroélectrique
17 restant, au Québec. À la lumière du nombre et de la capacité des aménagements
18 en construction ou en développement, on peut raisonnablement prévoir que la
19 filière hydroélectrique pourrait jouer un rôle majeur dans les futurs
20 approvisionnements du Distributeur, tant pour les contrats de court terme que
21 ceux de long terme.

22 La biomasse

23 Le gouvernement avait déterminé un bloc de 100 MW, pour l'énergie produite
24 avec de la biomasse. Or, les soumissions déposées totalisaient environ 90 MW
25 et les contrats approuvés ne totalisent que 39 MW. Il semble donc peu probable
26 que de nouveaux approvisionnements significatifs et à un coût raisonnable, en
27 provenance de cette filière, soient disponibles, sur l'horizon du Plan.

1 La cogénération

2 Le potentiel réel d'électricité produite par cogénération reste encore à être
3 démontré, au Québec. Le potentiel de la filière thermique du type cogénération
4 est limité par les besoins de vapeur des clients industriels. Le Règlement sur
5 l'énergie produite par cogénération édicté par le gouvernement du Québec fixe
6 l'objectif à 800 MW de puissance installée et stipule que l'efficacité énergétique
7 des centrales de cogénération visées par ce règlement devra être égal ou
8 supérieur à 70 %. Le Distributeur a déjà lancé un premier appel d'offres dans le
9 cadre de ce règlement. Cet appel d'offres porte sur une quantité de 350 MW, afin
10 de combler ses besoins de long terme à l'horizon 2009-2010. Ce premier appel
11 d'offres, pour lequel les soumissions seront reçues le 15 mars 2005, permettra
12 au Distributeur de faire le point sur le potentiel de cette filière. Il est prévu qu'un
13 second appel d'offres, dans le cadre du même bloc de 800 MW, sera lancé au
14 cours des prochaines années, pour combler les besoins du Distributeur à plus
15 long terme.

16 L'énergie éolienne

17 Dans son avis sur la sécurité énergétique des Québécois, la Régie
18 recommandait la mise en œuvre d'un objectif de 2 000 MW à 3 000 MW de
19 production éolienne, en sus des 990 MW retenus suite à l'appel d'offres A/O
20 2003-02. Suite à cet avis, le gouvernement a demandé à Hydro-Québec de
21 procéder à l'acquisition d'un deuxième bloc d'énergie éolienne pour une capacité
22 installée additionnelle de 1 000 MW. Dès l'adoption d'un règlement à cet effet, le
23 Distributeur compte lancer un appel d'offres pour de nouveaux achats
24 d'électricité produite à partir d'éoliennes.

25 Le jumelage de l'énergie éolienne à un service d'équilibrage peut permettre au
26 Distributeur de considérer cette source d'approvisionnement en électricité dans
27 sa planification énergétique. Bien que la production hydroélectrique, avec sa
28 capacité de stockage, soit adéquate pour offrir un tel service, la capacité
29 d'équilibrage est limitée.

1 Les turbines à gaz à cycle combiné (TGCC)

2 Le Distributeur n'a actuellement aucun contrat d'approvisionnement de long
3 terme pour de l'électricité produite par des TGCC. Ces équipements sont en
4 mesure de fournir des produits énergétiques d'une grande importance pour le
5 Distributeur : produit de base, produit cyclable, produit modulable. Dans un
6 contexte où il doit permettre une concurrence entre les sources, le Distributeur
7 est d'avis que cette filière thermique a sa place. Il semble cependant que
8 l'opposition populaire à la filière thermique pourrait avoir pour effet de restreindre
9 le nombre de soumissions reposant sur l'exploitation de TGCC.

10 **2.3 Les filières de production pour les approvisionnements de court terme**

11 Les approvisionnements de court terme proviendront en partie de l'extérieur du
12 Québec. Le Distributeur n'exerce aucun choix direct ou indirect sur les sources
13 de ces éventuels approvisionnements. L'électricité des marchés environnants est
14 principalement d'origine thermique (charbon, gaz naturel, mazout, nucléaire).

15 **2.4 La stratégie d'approvisionnement**

16 Bien que le contexte énergétique dans lequel le Distributeur évoluera au cours
17 des prochaines années ait changé, comme il est démontré plus haut, sa stratégie
18 d'approvisionnement demeure somme toute la même que celle présentée dans
19 le premier Plan. Certains ajustements ont toutefois été apportés afin de tenir
20 compte des nouveaux moyens qui composeront son portefeuille
21 d'approvisionnement.

22 Pour l'essentiel, la stratégie repose sur l'arbitrage entre les impératifs de sécurité
23 d'approvisionnement et la nécessité de maintenir une flexibilité pour faire face à
24 des situations différentes de celles prévues, de façon à minimiser les coûts pour
25 la clientèle.

1 Selon l'horizon de planification, le Distributeur recourra aux marchés de court
2 terme ou à ceux de long terme. Les marchés de court terme font appel à de la
3 production existante, tandis que les marchés de long terme font généralement
4 appel à de nouvelles sources de production.

5 Le recours à l'un ou l'autre de ces marchés est évidemment dicté par les délais
6 d'acquisition des approvisionnements d'électricité. L'annexe 3A présente les
7 délais typiques d'acquisition des principales sources sur lesquelles le Distributeur
8 pourrait compter, sur l'horizon du Plan.

9 **2.4.1 La stratégie de long terme**

10 Pour s'acquitter de son rôle d'assurer la suffisance des approvisionnements des
11 marchés québécois, le Distributeur élabore sa planification de façon à disposer
12 de suffisamment de flexibilité pour répondre aux différents scénarios de la
13 demande.

14 Essentiellement, cette stratégie repose sur 3 points :

- 15 ➤ Satisfaire les besoins à long terme d'un scénario moyen en procédant à
16 des appels d'offres pour des contrats de long terme (besoins prévisibles à
17 des horizons variant de 48 à 66 mois) ;
- 18 ➤ Acquérir un produit modulable lui permettant de faire face à des scénarios
19 plus élevés, pour ainsi limiter à des fins de planification la dépendance
20 envers les marchés de court terme à 5 TWh par année ;
- 21 ➤ Conserver la flexibilité nécessaire pour faire face à des scénarios plus
22 forts ou plus faibles, par des clauses permettant de modifier les quantités
23 prévues aux appels d'offres jusqu'au moment de l'octroi ou encore par des
24 options permettant le report du début de livraisons lorsque possible.

1 Dans sa décision sur le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie rejetait la
2 proposition du Distributeur de limiter les appels d'offres aux sources de
3 production situées au Québec. L'obligation imposée par la Régie de l'énergie de
4 permettre des soumissions portant sur de l'électricité produite par des sources
5 situées à l'extérieur du Québec, dans ses appels d'offres de long terme, pose de
6 sérieux problèmes quant à la sécurité des approvisionnements. En effet, si des
7 approvisionnements de long terme devaient être acheminés par les
8 interconnexions, ils viendraient réduire d'autant le niveau du recours possible aux
9 marchés de court terme que le Distributeur peut retenir à des fins de
10 planification. Rappelons qu'au moment du dépôt de son premier Plan, le
11 Distributeur comptait sur une augmentation de la capacité d'interconnexion entre
12 le Québec et l'Ontario de 1 250 MW. Or, à ce jour, ce projet n'est toujours pas
13 réalisé.

14 La Régie reconnaissait toutefois qu'un contrat de long terme avec un producteur
15 situé à l'extérieur du Québec pourrait avoir des impacts sur les achats de court
16 terme. Elle a donc demandé au Distributeur qu'il évalue, à l'intérieur du
17 processus de sélection des offres, les impacts, au cas par cas, d'une soumission
18 provenant de sources de production hors Québec sur les achats de court terme.
19 Selon le Distributeur, une telle approche présente de sérieux inconvénients. En
20 effet, il est toujours difficile de rejeter, le cas échéant, une soumission sur la base
21 d'une règle qui ne serait pas explicite dans un appel d'offres. À l'opposé,
22 l'alternative où le document d'appel d'offres devrait contenir une grille indiquant
23 l'impact anticipé sur les achats de court terme d'une soumission à partir de
24 chacune des interconnexions de TransÉnergie pour une période de 20 ans,
25 n'apparaît pas réalisable.

26 D'autre part, les résultats des appels d'offres déjà lancés, pour lesquels de
27 nombreuses entreprises ont déposé des soumissions, démontrent qu'il est

1 possible de susciter une saine concurrence pour des équipements de production
2 installés au Québec.

3 Pour toutes ces considérations, le Distributeur juge important de ne pas limiter
4 indûment l'accès aux marchés de court terme et demande par conséquent à la
5 Régie de restreindre les appels d'offres de long terme aux producteurs
6 d'électricité qui offrent des approvisionnements à partir d'équipements situés au
7 Québec.

8 ***2.4.2 La stratégie de court terme***

9 Les besoins de court terme sont ceux qui ne peuvent être comblés par des
10 approvisionnements de long terme, compte tenu de leurs délais d'acquisition. En
11 général, il s'agit de besoins dont l'horizon de prévision est inférieur à 36 mois.
12 Ces besoins seront comblés sur les marchés de court terme, soit par appel
13 d'offres, soit par transactions bilatérales ou soit par transactions sur une base
14 quotidienne. Le recours à l'un ou l'autre de ces moyens dépendra de l'horizon de
15 planification.

16 Sur une base annuelle, le Distributeur entend combler une partie substantielle de
17 ses besoins de court terme par appels d'offres. Ces appels d'offres concernent
18 essentiellement deux produits : (i) les produits en base, en pointe ou hors pointe,
19 pour des durées variant d'un mois à une année et (ii) les produits
20 programmables, pour lesquels les livraisons peuvent être modulées en fonction
21 des besoins du Distributeur. En procédant de cette façon, le Distributeur assure
22 la sécurité d'approvisionnement en début d'année et limite son risque tant en
23 quantité qu'en coût. En 2004, le Distributeur a procédé à deux appels d'offres de
24 court terme en appliquant la Procédure d'appel d'offres et d'octroi approuvée par
25 la Régie.

26 À la lumière de l'expérience vécue, certains ajustements sont apparus
27 souhaitables pour mieux répondre aux exigences des marchés de court terme,

1 notamment en ce qui concerne la rapidité d'exécution des appels d'offres. En
2 conséquence, le Distributeur entend présenter à la Régie de l'énergie, au cours
3 de 2005, une procédure spécifique aux appels d'offres de court terme. Cette
4 procédure lui permettra entre autres d'octroyer des contrats dans un délai de
5 quelques heures après la réception des offres et ainsi réduire la prime associée à
6 la période de validité des prix.

7 En plus de ces appels d'offres, le Distributeur entend effectuer des transactions
8 pour de faibles quantités, variant d'une semaine à quelques mois, tout au long de
9 l'année. Pour ces transactions, le Distributeur entend procéder de façon
10 bilatérale avec des fournisseurs d'énergie. À cet effet, le Distributeur a présenté
11 à la Régie une demande de dispense qui lui permettrait d'effectuer certains
12 approvisionnements à court terme sans procéder par appels d'offres. La
13 demande de dispense porte sur des approvisionnements dont la durée est de
14 moins de trois mois.

15 Cette approche d'achat en mode bilatéral pourrait être utilisée de façon plus
16 large pour acheter une partie des approvisionnements de court terme prévisibles
17 en complément aux appels d'offres de court terme. En effet, il serait possible, par
18 exemple, d'acheter des produits hebdomadaires ou mensuels par tranche de
19 50 MW, de temps à autre. Cette approche aurait le mérite d'échelonner les
20 achats dans le temps et de répartir le risque sur plusieurs périodes. Le
21 Distributeur est d'avis que cette stratégie est susceptible de réduire les coûts
22 d'approvisionnement.

23 Les produits recherchés seront des produits standards de base, en pointe ou
24 hors pointe, pour des durées variant de quelques jours à moins de 3 mois.

25 Par ailleurs, une certaine quantité d'énergie pourra difficilement être satisfaite par
26 les produits de court terme standards. Ces besoins peuvent provenir d'aléas
27 climatiques, d'indisponibilités momentanées d'équipements de production d'un

1 fournisseur ou encore d'une mauvaise adéquation entre le profil de l'électricité
2 patrimoniale et le profil de la demande. Le Distributeur entend avoir
3 principalement recours aux marchés de très court terme pour assurer la
4 satisfaction de ces besoins. L'entente-cadre entre Hydro-Québec Production et le
5 Distributeur permettrait également de satisfaire une partie des besoins de très
6 court terme.

7 ***2.4.3 Ajustements en cas d'imprévus***

8 **Ajustements à des besoins plus grands**

9 Bien que la stratégie d'approvisionnement vise à combler les besoins du
10 scénario moyen, le Distributeur s'est doté d'un critère de fiabilité en énergie qui
11 consiste à répondre, à quatre ans d'avis, à un scénario des besoins qui se situe
12 à un écart-type au-delà du scénario moyen. De plus, le Distributeur s'est donné
13 comme objectif de limiter la dépendance envers les marchés de court terme à
14 5 TWh par année. Par conséquent, il doit examiner les moyens dont il dispose ou
15 qu'il doit mettre en place afin de respecter ce critère de fiabilité. Les moyens et
16 les actions que le Distributeur entend prendre sont les suivants :

- 17 ▪ Augmentation des quantités d'un appel d'offres en cours ;
- 18 ▪ Utilisation d'une marge de manœuvre pour éviter une trop grande
19 dépendance envers les marchés de court terme ;
- 20 ▪ Recours à l'électricité interruptible pour des besoins de puissance
21 (utilisation limitée et sur de courtes périodes) ;
- 22 ▪ Recours aux marchés de court terme pour les besoins en énergie.

1 **Ajustements à des besoins plus faibles**

2 Il est aussi probable que le Distributeur ait à faire face à des scénarios plus
3 faibles que prévu. Les moyens et les actions que pourrait prendre le Distributeur
4 dans un tel cas sont les suivants :

- 5 ▪ Réduire les quantités d'achats sur les marchés de court terme ;
- 6 ▪ Reporter le lancement d'appels d'offres ;
- 7 ▪ Réduire les quantités d'un appel d'offres en cours ;
- 8 ▪ Utiliser les options de report incluses dans les contrats ;
- 9 ▪ Réduire l'utilisation des produits flexibles ;
- 10 ▪ Conclure des ententes avec les fournisseurs, lorsque cela est possible,
11 pour réduire les livraisons.

12 **3 MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE**

13 La section précédente expose la stratégie qu'entend suivre le Distributeur pour
14 assurer l'approvisionnement en électricité à court et à long terme. La présente
15 section présente sa mise en œuvre pour l'horizon du Plan.

16 **3.1 Acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme**

17 Les approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance sont
18 présentés au tableau 3.1 ci-dessous. Selon ce scénario, les besoins à long terme
19 obligeront le Distributeur à lancer d'autres appels d'offres de long terme au cours
20 des prochaines années.

1
2
3

Tableau 3.1
Approvisionnement additionnels requis 2009-2014
(avant déploiement du Plan)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Approvisionnement additionnels requis en énergie (TWh)	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Puissance additionnelle requise à la pointe (MW)	390	478	607	781	999	1 242

4

5 **3.1.1 Comblement des besoins à l'horizon 2009-2014 et produits envisagés**

6 En vue de combler les besoins à l'horizon 2009-2010, le Distributeur devra
7 procéder à un appel d'offres de long terme dès 2005. À cet effet, le Distributeur
8 prévoit lancer au cours des prochains mois un appel d'offres visant à faire
9 l'acquisition d'un second bloc d'énergie éolienne. C'est suite à l'avis de la Régie
10 de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois, que le gouvernement a
11 demandé à Hydro-Québec de procéder à l'acquisition d'un deuxième bloc
12 d'énergie éolienne pour une capacité installée additionnelle de 1 000 MW. Le
13 Distributeur a donc intégré la contribution prévue d'un second bloc d'énergie
14 éolienne dans le déploiement de son Plan. Le tableau 3.2 présente les
15 approvisionnement additionnels requis après la contribution prévue du second
16 bloc d'énergie éolienne sur la période 2009-2014.

17 Comme pour le premier bloc d'énergie éolienne, le Distributeur a retenu
18 l'hypothèse d'un service d'équilibrage permettant d'obtenir des livraisons
19 uniformes d'environ 350 MW sur l'ensemble de l'année. Comme on le verra à la
20 section 3.1.3, le Distributeur examine la possibilité d'acquies un service
21 d'équilibrage combinant à la fois un produit en base et un produit cyclable.

1
2
3

Tableau 3.2
Approvisionnement additionnels requis au-delà du second
appel d'offres sur l'énergie éolienne

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<i>En TWh</i>						
AAR avant déploiement du second bloc éolien	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Moins : Contribution du second bloc éolien	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
AAR après déploiement du second bloc éolien	0,8	0,0	0,2	1,2	1,2	2,5

4

Au-delà de cet appel d'offres, les besoins additionnels prévus pour la période 2009-2011 ne sont pas suffisants pour que le Distributeur procède prochainement à un autre appel d'offres de long terme. En effet, l'année 2012 s'avère être l'année où des besoins significatifs apparaissent. Le Distributeur dispose de la marge de manœuvre nécessaire, en terme de délai d'acquisition, avant de lancer un nouvel appel d'offres afin de combler les besoins à cet horizon. Le Distributeur a lancé en octobre dernier un appel d'offres pour l'acquisition d'une première tranche de 350 MW produits à partir de cogénération. Il s'agit d'une première tranche sur les 800 MW de cogénération prévus au règlement du gouvernement. Les premières livraisons sont prévues en décembre 2008. Le Distributeur considèrera dans ses prochains appels d'offres de long terme le potentiel restant de la cogénération. On estime à environ 100 MW les besoins de base pour l'année 2012 et à 250 MW pour l'année 2014. Sur l'horizon du Plan, c'est donc un total de 600 MW d'électricité produite par cogénération qui pourrait être acquise par appels d'offres. À cet horizon, le Distributeur pourrait lancer d'autres appels d'offres ouverts à toutes les sources de production.

3.1.2 Acquisition d'un service modulable de 400 MW

Un des éléments essentiels de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur consiste à acquérir un produit modulable lui permettant de faire face à des

1 scénarios de demande plus élevée, tout en limitant sa dépendance envers les
2 marchés de court terme à 5 TWh par année.

3 Ainsi, pour respecter son critère de fiabilité en énergie, qui consiste à pouvoir
4 répondre à quatre ans d'avis à un scénario de demande plus élevée d'environ
5 8 TWh, ce service modulable devrait avoir une capacité d'approvisionnement
6 annuel de 3 TWh, soit environ 400 MW en considérant un facteur d'utilisation
7 élevé.

8 Dans le scénario moyen de la demande, ce produit n'aurait aucune contribution
9 en énergie, sauf dans un rôle de soutien lorsque les autres moyens ne sont pas
10 disponibles (périodes d'entretien, pannes prolongées, retard de mise en service),
11 mais il apporterait une contribution en puissance importante à la pointe.

12 Les équipements hydroélectriques et thermiques, principalement du type cycle
13 combiné (TGCC), sont les plus susceptibles de fournir le plus adéquatement ce
14 type de produit.

15 Dans son dernier État d'avancement, le Distributeur prévoyait lancer un appel
16 d'offres au cours de 2004 en vue de faire l'acquisition d'un tel produit. Les
17 audiences tenues au printemps 2004, dans le cadre de l'avis de la Régie sur la
18 sécurité énergétique des Québécois — notamment les discussions entourant le
19 rôle et le choix des filières de production d'électricité — ont incité le Distributeur à
20 reporter ce lancement. Dans son avis, la Régie recommandait d'ailleurs qu'un
21 débat sur le processus de choix des filières ait lieu à l'occasion de la commission
22 parlementaire de l'économie et du travail.

23 Dans cette perspective, le Distributeur ne juge pas approprié de procéder
24 immédiatement à un appel d'offres pour faire l'acquisition d'un produit modulable.
25 C'est suite aux travaux de la commission parlementaire que le Distributeur
26 réexaminera la possibilité de procéder à un appel d'offres ouvert à toutes les
27 sources de production. Les discussions qui auront cours quant au rôle que

1 pourrait jouer la filière thermique — et plus particulièrement les équipements à
2 cycle combiné — dans l'équilibre énergétique du Québec guideront le
3 Distributeur.

4 L'impact de cette décision sera de priver le Distributeur, pour l'année 2008, du
5 service modulable qu'il avait déjà planifié. Toutefois, comme on le verra à la
6 section 3.5 traitant de la fiabilité en énergie, ce report d'un an ne devrait pas
7 compromettre la sécurité énergétique des Québécois à cet horizon.

8 ***3.1.3 Acquisition d'un produit cyclable***

9 L'analyse des approvisionnements additionnels requis à l'horizon 2010-2011
10 montre que le Distributeur pourrait devoir acquérir un nouveau service cyclable
11 pour assurer un meilleur suivi de son profil de charge à cet horizon. Ce nouveau
12 service viendrait s'ajouter au premier bloc de 250 MW cyclables dont le
13 Distributeur disposera à partir de 2007.

14 Ce besoin s'explique par la composition des nouveaux besoins et également par
15 la nature du service d'équilibrage de l'énergie éolienne considéré dans les
16 analyses. Le service d'équilibrage prévu dans les analyses en est un où l'énergie
17 annuelle produite par l'éolien est uniformisée tout au long de l'année. Les deux
18 appels d'offres éoliens totaliseront 6,3 TWh par année, soit environ 700 MW en
19 puissance effective. À ces deux appels d'offres, s'ajoutera une première tranche
20 de 350 MW produits par cogénération, également en base. C'est donc environ
21 1 050 MW de puissance en base qui seraient ainsi ajoutés au bilan du
22 Distributeur. Ces ajouts importants de livraisons en base amènent donc le
23 Distributeur à se doter de flexibilité, par l'inclusion de produits cyclables dans son
24 portefeuille d'approvisionnement.

25 Comme pour le service modulable, le service cyclable peut être fourni par les
26 filières hydroélectrique et thermique du type cycle combiné. Dans le cas où le
27 Distributeur devait s'en remettre à la filière hydroélectrique pour assurer un tel

1 service, il pourrait être opportun d'adapter le service d'équilibrage éolien de façon
2 à ce qu'il puisse répondre également aux besoins de nature cyclable. Le
3 Distributeur précisera ces besoins au cours de l'année 2005, de façon à pouvoir
4 conclure les ententes d'équilibrage appropriées.

5 **3.1.4 Résultats du déploiement de long terme**

6 Les tableaux 3.3 et 3.4 présentent les résultats, en énergie et en puissance, du
7 déploiement proposé dans le présent Plan, selon le scénario moyen de la
8 demande. Le résultat du déploiement en énergie montre que les besoins de long
9 terme sont pratiquement tous couverts par des approvisionnements de long
10 terme. Les besoins résiduels, énoncés au tableau, 3.3 seront couverts par une
11 variation de l'utilisation des produits cyclables existants ou encore par les
12 marchés de court terme.

13
14

Tableau 3.3
Impact du déploiement de long terme (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins incluant pertes de transport et Distribution	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ gestion des approvisionnements en temps réel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
Moins: approvisionnements existants ou en cours d'acquisition										
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
= Approvisionnements additionnels requis avant déploiement	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Moins: contribution prévue du déploiement du présent Plan										
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
- Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	0,1	0,8	0,9	2,0
= Approvisionnements additionnels requis	0,8	6,4	1,5	2,2	0,8	-	0,1	0,4	0,3	0,5

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

15
16

1 Pour sa part, le bilan en puissance après déploiement, présenté au tableau 3.4,
 2 montre que, dès 2009-2010, le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre
 3 pour satisfaire son critère de fiabilité en puissance. Ce n'est qu'à l'horizon 2012-
 4 2013, que des besoins en puissance sont requis. Ces besoins additionnels
 5 pourraient être couverts par la contribution d'un service d'équilibrage offrant une
 6 plus grande contribution en puissance et par un produit cyclable.

7
8
9

Tableau 3.4
Bilan en puissance du Distributeur
après déploiement proposé du Plan (MW)

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	257	258	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance installée requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139
- Approvisionnements existants et à venir	38 002	38 002	38 646	39 387	39 697	40 353	40 478	40 706	40 747	40 897
• Électricité patrimoniale	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
• Réserve sur électricité patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
• Électricité interruptible ¹	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
• TransCanada Energy ²	-	-	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	-	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de court terme signés en 2004 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de biomasse	-	-	20	36	36	36	36	36	36	36
• Appel d'offres d'énergie éolienne ⁴	-	-	77	131	171	208	263	321	361	361
• Appel d'offres de cogénération prévu	-	-	-	-	200	350	350	350	350	350
Dont: déploiement prévu du Plan										
• Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	-	70	140	210	280	350	350	350
• Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	-	100	100	250
• Contribution du service modulable	-	-	-	-	-	400	400	400	400	400
= Puissance additionnelle requise	(810)	668	417	261	250	(132)	(73)	(69)	149	242

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.
² Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.
³ La puissance associée aux appels d'offres de court terme pour satisfaction des besoins de 2005 ne peuvent servir à remplir la critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.
⁴ Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

10
11

12 **3.2 Acquisition de nouveaux approvisionnements de court terme**

13 Les besoins de la période 2005-2008, selon le scénario moyen de la demande,
 14 seront comblés sur les marchés de court terme et, dans une grande proportion,
 15 par des appels d'offres.

1
2
3

Tableau 3.5
Approvisionnement additionnels requis 2005-2008

	2005	2006	2007	2008
En TWh				
Approvisionnement additionnels requis avant déploiement de long terme	0,8	6,4	1,6	2,9
Moins : Contribution du second bloc éolien sur l'horizon 2005-2008		-	0,1	0,7
Approvisionnement additionnels requis après déploiement de long terme	0,8	6,4	1,5	2,2
	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008
Puissance additionnelle requise à la pointe (MW)	0	668	417	261

4
5

3.2.1 Besoins de l'année 2005

7 Les appels d'offres lancés en 2004 auront permis de garantir qu'une grande
8 portion des besoins prévisibles de l'année 2005 soit comblée. Au total, ces
9 appels d'offres devraient avoir une contribution d'environ 3 TWh. Les
10 approvisionnements additionnels requis sont estimés à 0,8 TWh pour le reste de
11 l'année 2005. Le Distributeur comblera une partie de ces besoins par des
12 transactions d'achats sur une base mensuelle. Les besoins restants sont des
13 besoins de très court terme que le Distributeur entend combler soit par les
14 marchés de très court terme, soit par l'entente-cadre avec Hydro-Québec
15 Production.

16 En ce qui concerne les besoins de puissance à la pointe 2004-2005, le
17 Distributeur dispose déjà d'une marge de manœuvre avec la réserve associée à
18 l'électricité patrimoniale et avec la contribution de l'électricité interruptible. Par
19 conséquent, les produits demandés en 2005 ne nécessitaient pas de garantie de
20 puissance pour la pointe 2004-2005.

1 **3.2.2 Besoins de l'année 2006**

2 C'est environ 6,4 TWh qui seront acquis sur les marchés de court terme pour
3 satisfaire les besoins de 2006, soit l'équivalent de 730 MW sur une base
4 annuelle.

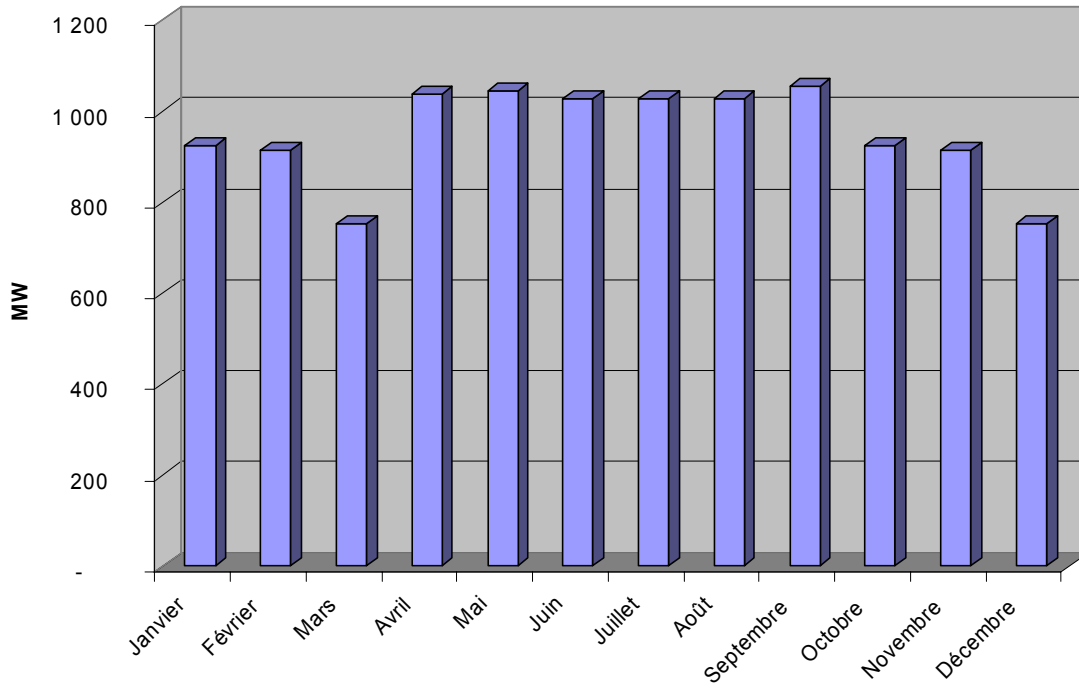
5 Le graphique 3.1 présente le profil mensuel de ces besoins en puissance
6 additionnelle maximale. Le graphique montre que les besoins pour chacun des
7 mois varieront entre 750 et 1 050 MW. Selon la courbe des puissances classées
8 des approvisionnements additionnels requis de l'année 2006, présentée au
9 graphique 3.2, les besoins en base se situeraient à environ 450 MW pour
10 l'ensemble de l'année, soit près de 4 TWh. Ce type de besoins pourrait être
11 comblé par un produit de base du type 7x24. L'autre portion des besoins sera
12 comblée par une combinaison de produits de base du type 5x16, des achats
13 mensuels hors-pointe et des produits modulables avec option de réduction des
14 quantités.

15 Les quantités exactes et les produits spécifiques seront déterminés au cours de
16 l'année 2005. Un premier appel d'offres devrait avoir lieu au printemps 2005 et
17 un deuxième à l'automne 2005, suite à la plus récente prévision de la demande.

1
2
3
4

Graphique 3.1
Puissances mensuelles maximales requises¹

Année 2006



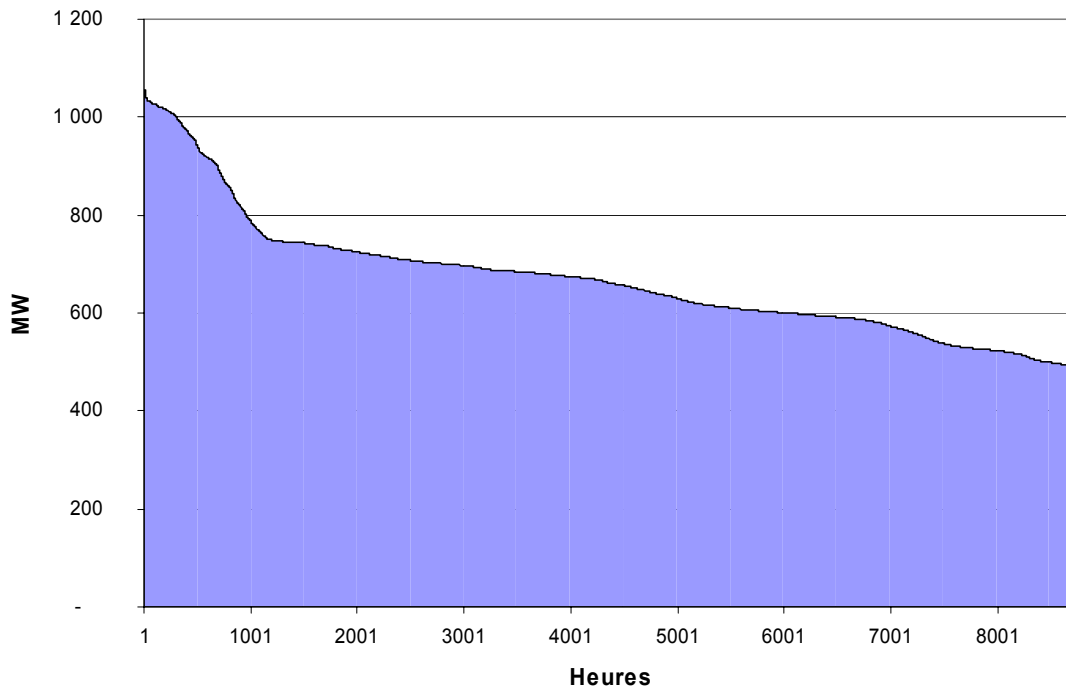
5

6 Les besoins en puissance à la pointe 2005-2006 sont de l'ordre de 670 MW. Le
7 Distributeur devra donc s'assurer qu'une partie de ses achats à court terme
8 permettront de couvrir les besoins à la pointe d'hiver 2005-2006. Pour ce faire, il
9 pourrait acquérir un produit combinant des achats fermes en énergie avec une
10 garantie de puissance associée pour la période de pointe. Lors du second appel
11 d'offres de court terme prévu à l'automne 2005, visant à combler les besoins de
12 2006, le Distributeur examinera la possibilité de garantir une portion des besoins
13 en puissance de la pointe 2005-2006.

¹ Ces valeurs correspondent à celles présentées au graphique 1.4. Elles tiennent donc compte de la contribution des contrats signés et des appels d'offres en cours.

1
2
3

Graphique 3.2
Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2006



4

5 **3.2.3 Besoins de l'année 2007**

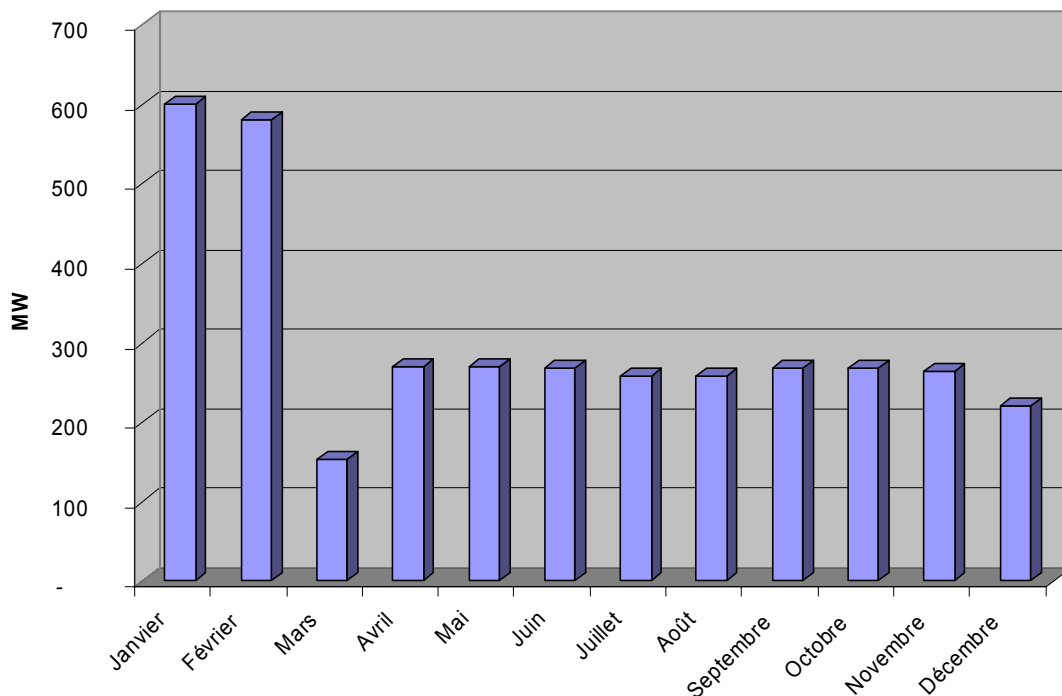
6 Les besoins de 2007 sont de l'ordre de 1,5 TWh, soit près de 5 TWh de moins
7 qu'en 2006. Cela s'explique principalement par le début des livraisons associées
8 aux contrats de long terme avec Hydro-Québec Production et à la contribution
9 supplémentaire des approvisionnements provenant de TransCanada Energy
10 suite à l'entrée en service de sa centrale de 507 MW à Bécancour, en septembre
11 2006.

12 Le profil mensuel des approvisionnements additionnels requis prévus en 2007
13 montre que les besoins sont assez constants pour les mois d'avril à décembre
14 2007, soit environ 250 MW (voir graphique 3.3). Les besoins de janvier et février
15 seront plus importants, étant donné que le début des livraisons associées aux
16 contrats de long terme avec Hydro-Québec Production est prévu en mars 2007.

1 Pour sa part, la courbe des puissances classées des approvisionnements
2 additionnels requis montre que les besoins en base sont peu importants en 2007
3 (voir graphique 3.4). Ils sont d'environ 100 MW pour une partie de l'année
4 seulement. Ces besoins seront comblés par un produit de base du type 7x24.
5 Les besoins restants seront comblés par une combinaison de produits de base
6 du type 5x16, des achats mensuels hors-pointe et des produits modulables avec
7 option de réduction des quantités. Pour leur part, les besoins en puissance sont
8 de l'ordre de 420 MW à la pointe 2006-2007.

9
10
11

Graphique 3.3
Puissances mensuelles maximales requises²
Année 2007

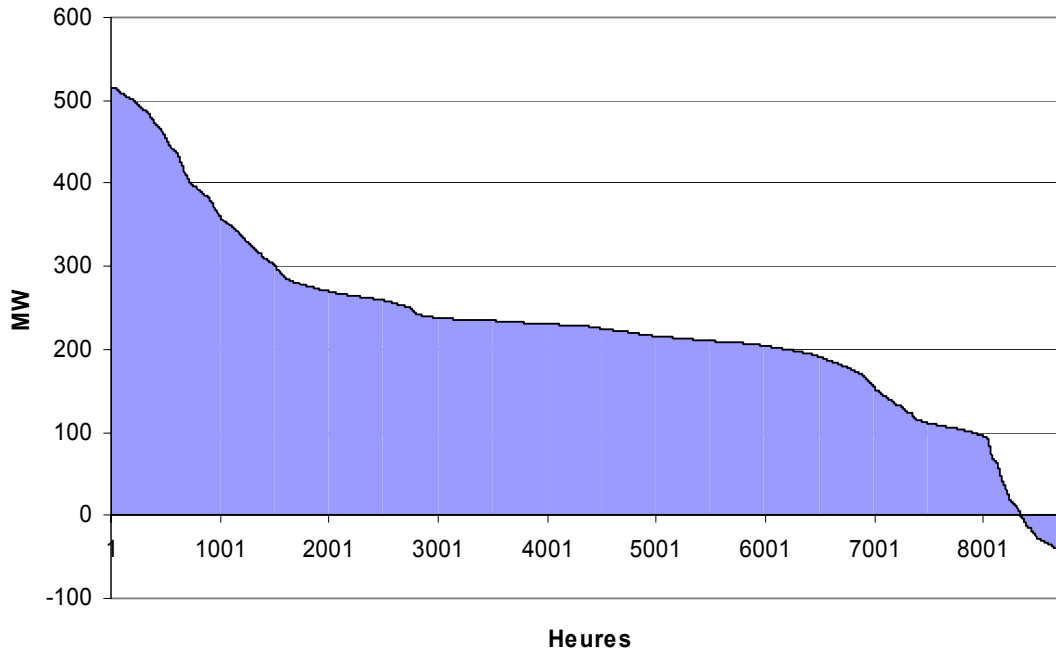


12
13

² Ces valeurs sont différentes de celles présentées au graphique 1.4, puisqu'elles tiennent compte du déploiement du Plan.

1
2
3

Graphique 3.4
Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2007³



4

5 Pour le moment, le Distributeur prévoit procéder à un seul appel d'offres au cours
6 de l'année 2006. Toutefois, à la lumière des prochaines révisions de la demande,
7 la situation sera réévaluée si des besoins additionnels significatifs apparaissent
8 à cet horizon.

9 **3.2.4 Besoins de l'année 2008**

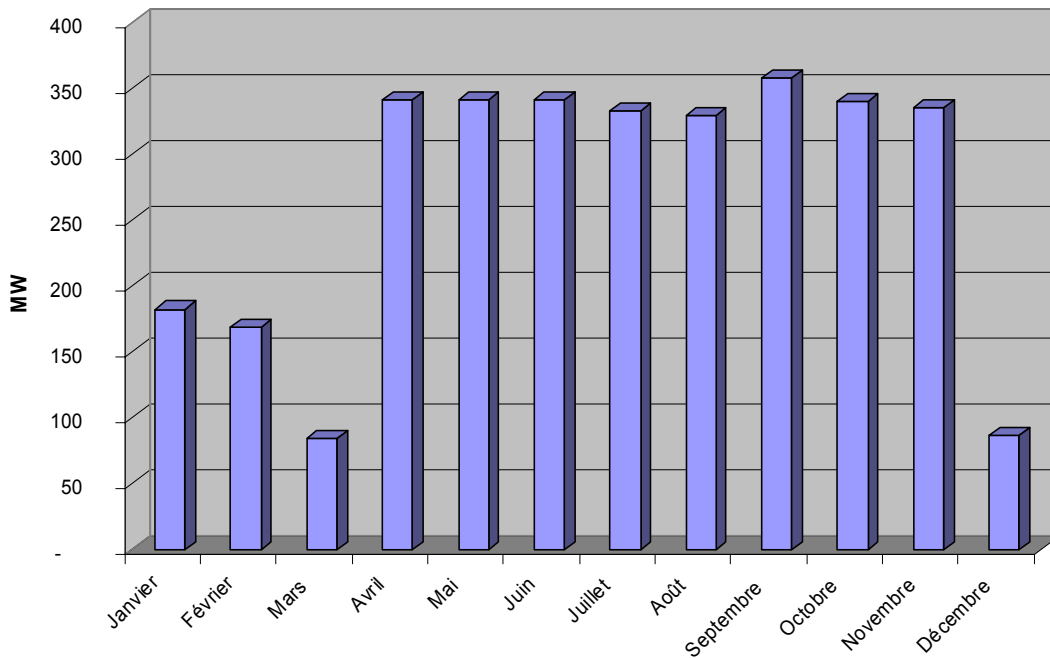
10 En 2008, les besoins de court terme du Distributeur sont de l'ordre de 2,2 TWh.
11 Les besoins à la pointe 2007-2008 sont de l'ordre de 260 MW. Le graphique 3.5
12 présente les puissances mensuelles maximales requises. Finalement, le

³ Afin d'illustrer les besoins additionnels en base, la CPC des approvisionnements additionnels requis est présentée avant la contribution du produit cyclable de 250 MW. Par conséquent, les approvisionnements additionnels requis, représentés par la quantité d'énergie sous la courbe, sont supérieurs d'environ 0,9 TWh de ceux présentés au tableau 3.5.

1 graphique 3.6 montre que les besoins additionnels en base sont de l'ordre de
2 100 MW pour une partie de l'année seulement.

3
4
5

Graphique 3.5
Puissances mensuelles maximales requises⁴
Année 2008



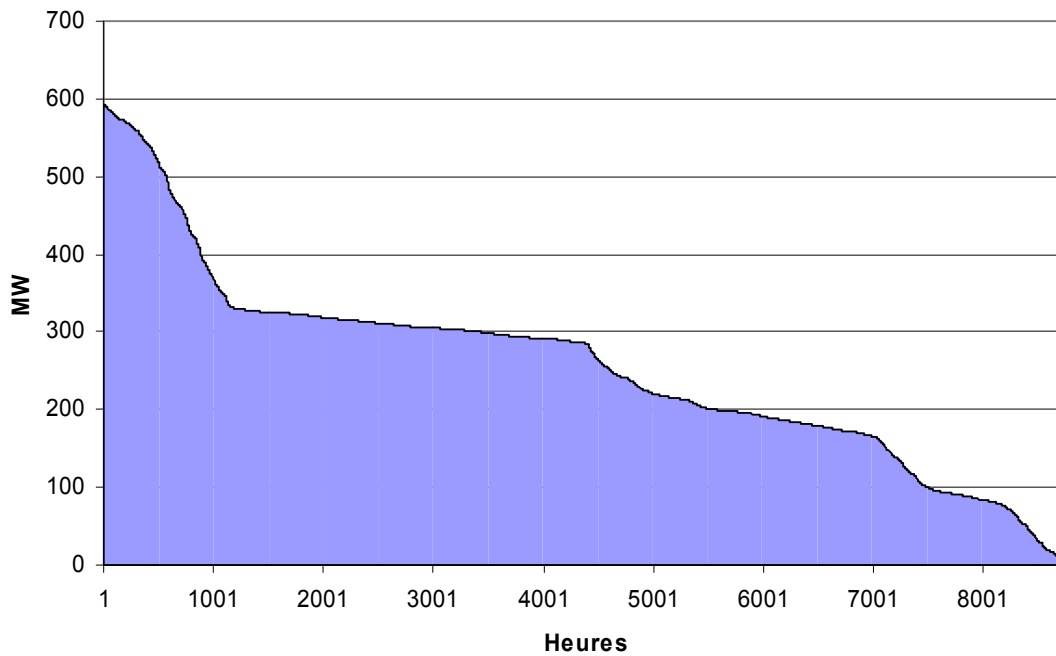
6

7 Considérant l'horizon de prévision et l'aléa sur les besoins à cet horizon, il est fort
8 possible que les quantités et les produits recherchés soient revus au fil des
9 prochaines prévisions de la demande.

⁴ Ces valeurs sont différentes de celles présentées au graphique 1.4, puisqu'elles tiennent compte du déploiement du Plan.

1
2
3
4

Graphique 3.6
Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2008⁵



5

6 Le tableau 3.6 présente les principales caractéristiques des prochains achats de
7 court terme. Ces caractéristiques seront toutefois réévaluées en fonction de la
8 plus récente prévision de la demande qui sera disponible avant leur acquisition.

⁵ Afin d'illustrer les besoins additionnels en base, la CPC des approvisionnements additionnels requis est présentée avant la contribution du produit cyclable de 250 MW. Par conséquent, les approvisionnements additionnels requis, représentés par la quantité d'énergie sous la courbe, sont supérieurs d'environ 1,1 TWh de ceux présentés au tableau 3.5.

1
2

Tableau 3.6
Caractéristiques des prochains achats de court terme

	Besoins de 2006	Besoins de 2007	Besoins de 2008
Énergie annuelle	6,4 TWh	1,5 TWh	2,2 TWh
Écart des besoins mensuels	750 à 1 050 MW	150 à 600 MW	80 à 350 MW
Besoins minimums en base	450 MW	75 à 100 MW	75 à 100 MW
Puissance additionnelle requise à la pointe	2005-2006	2006-2007	2007-2008
	670 MW	420 MW	260 MW

3

4 **3.3 Respect du critère de fiabilité en énergie**

5 Tel que décrit précédemment, le critère de fiabilité en énergie retenu par le
6 Distributeur consiste à satisfaire, à quatre ans d'avis, un scénario des besoins
7 qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen, tout en maintenant une
8 dépendance maximale de 5 TWh par année envers les marchés de court terme.

9 Si un tel scénario se produisait, le Distributeur aurait recours aux marchés de
10 court terme pendant les premières années au cours desquelles aucun
11 approvisionnement de long terme ne pourrait être acquis. Il pourrait toutefois
12 devancer le lancement des prochains appels d'offres de long terme. Dans le
13 déploiement proposé, le Distributeur considère que seul le potentiel restant de la
14 cogénération pourrait être devancé. Ce devancement permettrait d'atteindre une
15 capacité installée de 800 MW de cogénération dès décembre 2011.

16 Au-delà du potentiel restant de la cogénération, le Distributeur pourrait toujours
17 lancer un autre appel d'offres de long terme. Toutefois, il serait impossible de
18 détecter, à quatre ans d'avis, qu'un scénario de demande de cet envergure se

1 profile à l'horizon 2009-2010. Il y aurait donc une période minimale de quatre à
2 cinq ans où le Distributeur n'aurait que les marchés de court terme comme
3 unique source d'approvisionnement.

4 Le tableau 3.7 illustre l'impact que pourrait avoir un scénario de la demande plus
5 fort sur les approvisionnements additionnels requis et la dépendance envers les
6 marchés de court terme⁶.

7 À court terme, l'année 2006 demeure l'année la plus préoccupante avec une
8 dépendance envers les marchés de court terme totalisant 11,7 TWh. Ce niveau
9 de dépendance dépasse largement la limite de 5 TWh/an retenue par le
10 Distributeur dans sa planification. Cependant, la situation énergétique de court
11 terme d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier. En effet,
12 les dernières données qu'elle a soumises, dans le cadre de l'attestation de
13 fiabilité énergétique du parc de production, permettent de constater qu'elle
14 disposera d'une marge de manœuvre en 2005-2006. Dans l'hypothèse où Hydro-
15 Québec Production devait faire face à une situation de faible hydraulité, elle ne
16 devrait recourir qu'à des importations modestes, par rapport à la capacité
17 d'importation maximale annuelle de 15 TWh. On trouvera à l'annexe 3B le
18 document intitulé *État des réserves et de la fiabilité énergétique*, préparé par
19 Hydro-Québec Production.

20 Le Distributeur peut donc considérer de façon raisonnable qu'il pourra compter
21 sur plus de 5 TWh d'achats sur les marchés de court terme, pour l'année 2006.

22 Pour les années 2008 et 2009, la dépendance envers les marchés de court
23 terme demeure élevée, en raison notamment du report d'un an de l'acquisition du
24 service modulable, prévue maintenant en 2009. Cependant, lorsque l'on
25 considère l'augmentation des ressources énergétiques qui seront implantées au

⁶ Conformément au critère de fiabilité en énergie du Distributeur, le scénario de demande plus fort correspond à un écart-type du scénario moyen, à un horizon de quatre ans.

1 Québec au cours des prochaines années, le Distributeur considère que ce report
2 ne devrait pas entraîner de risque indu sur la sécurité énergétique du Québec.
3 En effet, dans le cadre des audiences tenues par la Régie au printemps 2004,
4 sur la sécurité énergétique des Québécois, les informations fournies par Hydro-
5 Québec Production montraient des ajouts de capacités de production totalisant
6 près de 10 TWh à l'année 2009 (R-3526-2004, HQP-1, Document 1).

7 En 2010, la dépendance envers les marchés de court terme serait ramenée sous
8 les 5 TWh, par la contribution d'un service modulable. Par la suite, le Distributeur
9 s'assurerait de combler les besoins au-delà de cet horizon par des
10 approvisionnements de long terme. La contribution du service modulable au-delà
11 de l'année 2010 redeviendrait nulle ou utile comme moyen de soutien
12 uniquement. Cela démontre bien que le Distributeur doit pouvoir compter sur une
13 marge de manœuvre d'environ 3 TWh, sur une période mobile de quatre à cinq
14 ans. Cette période critique correspond aux délais typiques d'acquisition pour des
15 approvisionnements de long terme.

1
2
3

Tableau 3.7
Approvisionnements additionnels requis
(scénario à +1 écart-type du scénario moyen)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
+ Impact de l'aléa global sur les besoins (1 écart type)	5,0	5,3	6,4	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Besoins d'un scénario de demande plus élevée	187,2	191,6	194,9	198,9	200,1	201,5	202,5	204,4	205,1	206,4
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ <i>gestion des approvisionnements en temps réel</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	8,8	13,2	16,5	20,5	21,5	22,9	23,9	25,8	26,5	27,8
Moins: approvisionnements existants ou en cours d'acquisition										
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Moins: contribution prévue du déploiement de long terme du présent Plan										
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
- Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	0,1	0,8	0,9	2,0
= Approvisionnements additionnels requis	5,8	11,7	7,9	10,0	8,6	7,8	7,9	8,2	8,1	8,3
- Impact du devancement de "Autres A/O de long terme"	-	-	-	-	0,0	0,5	2,0	2,8	2,7	1,6
- Contribution du 400 MW modulable	-	-	-	-	0,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
= Dépendance envers les marchés de court terme	5,8	11,7	7,9	10,0	8,3	4,2	2,7	2,3	2,3	3,6

4

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%. Dans un scénario de demande plus élevée, le produit cyclable pourrait avoir une contribution plus grande.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

1 **ANNEXE 3A – DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION DE PUISSANCE OU**
2 **D'ÉNERGIE**

3 Les délais pour l'acquisition de puissance ou d'énergie varient selon la source
4 d'approvisionnement et l'envergure de l'installation proposée. Le délai typique
5 demeure un délai de référence seulement. Les producteurs les plus dynamiques
6 pourraient réduire quelque peu les délais.

7 Depuis 2002, le Distributeur procède par appel d'offres pour répondre aux
8 besoins additionnels en électricité de sa clientèle québécoise. Dans cette
9 nouvelle dynamique, les soumissionnaires (ou promoteurs) procèdent à certaines
10 études et franchissent certaines étapes avant même que l'appel d'offres ne soit
11 lancé.

12 Ainsi, le délai d'acquisition typique se résume comme suit :

- 13 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois
- 14 • Obtention des permis = 12 mois
- 15 • Délai de réalisation (ingénierie, approvisionnement, construction et mise
16 en route) = variable selon les sources d'approvisionnement

17 Une incertitude demeurera toujours sur le délai typique car les études de
18 faisabilité (incluant la localisation) et les études d'avant-projet peuvent varier
19 d'une source d'approvisionnement à l'autre.

20 De façon générale, on peut considérer que les délais typiques d'acquisition pour
21 des approvisionnements de long terme varient de 40 à 66 mois, toutes sources
22 de production confondues. Toutefois, le Distributeur juge qu'il est plus réaliste de
23 considérer un délai d'acquisition minimum de 48 mois dans l'élaboration de sa
24 planification de long terme.

25 **a) Projets de centrale hydraulique**

26 Projet de production hydraulique de moyenne envergure :

- 27 • Appel d'offres = 12 mois

- 1 • Obtention des permis = 12 mois
- 2 • Délai de réalisation = 54 mois et plus
- 3 • Total = 78 mois et plus

4 Cependant, le soumissionnaire entame généralement les procédures
5 d'autorisation avant l'octroi du contrat. Ainsi un projet de centrale hydroélectrique
6 peut être réalisé dans un délai typique de 66 mois.

7 Pour les petites centrales, le délai est normalement plus court. Bien que les
8 délais puissent varier d'un projet à l'autre, un délai typique de 66 mois apparaît
9 nettement suffisant.

- 10 • Appel d'offres = 12 mois
- 11 • Obtention des permis = 12 mois
- 12 • Délai de réalisation = jusqu'à 42 mois
- 13 • Total = jusqu'à 66 mois

14 **b) Pour les centrales à turbines à gaz**

15 Le délai d'acquisition pour un projet d'équipement de production du type turbine
16 à gaz à cycle combiné s'établit comme suit :

- 17 • Appel d'offres = 12 mois
- 18 • Obtention des permis = 12 mois
- 19 • Délai de réalisation = jusqu'à 42 mois
- 20 • Total = jusqu'à 66 mois

21 **c) Pour les projets de cogénération**

22 Le délai d'acquisition pour un projet de cogénération inférieur à 200 MW s'établit
23 comme suit :

- 24 • Appel d'offres = 12 mois
- 25 • Obtention des permis = 12 mois
- 26 • Délai de réalisation = jusqu'à 36 mois
- 27 • Total = jusqu'à 60 mois

1 **d) Pour les projets d'éoliennes**

2 Le délai d'acquisition pour un projet d'éoliennes de 100 à 150 MW⁷ s'établit
3 comme suit :

- 4 • Appel d'offres = 12 mois
- 5 • Obtention des permis = 12 mois
- 6 • Délai de réalisation = 16 mois
- 7 • Total = 40 mois

8 **e) Pour les projets de biomasse**

9 Le délai d'acquisition pour un projet de biomasse s'établit comme suit :

- 10 • Appel d'offres = 12 mois
- 11 • Obtention des permis = 12 mois
- 12 • Délai de réalisation = 30 mois
- 13 • Total = 54 mois

⁷ En considérant que des études de vents ont débuté en 2004.

1 **ANNEXE 3B — HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION – ÉTAT DES RÉSERVES ET**
2 **DE LA FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE**

3
4 **Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2005-08**
5

6
7 A- Stock énergétique prévu au 1^{er} janvier 2005 (*prévision du 15 septembre 2004*) : 109,6 TWh
8

9 B- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2009 à hydraullicité normale de 2005 à 2008 : 65,7 TWh
10

11 C- Application du critère de gestion :

- 12
13 ➤ cycle de faible hydraullicité à 2% de probabilité de janvier 05 à décembre 08 : -98,0 TWh
14 ➤ moyens requis : 98 TWh
15

16
17 D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1^{er} mai 2009
18

19 2005 (>31 août) – 2009 (<1^{er} mai)
20 (TWh)

21			
22	→ Réduction du stock énergétique (jusqu'au		
23	minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	55,7	
24			
25	→ Production disponible non engagée		
26	(marge de manœuvre)	34,0	(2+9+9+10+4)
27	→ Exploitation accrue de la Centrale de Tracy		non requise
28			
29	→ Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant)	<u>9,0</u>	(0+2+3+3+1)
30			
31	→ Total – moyens identifiés	98,7 TWh	
32			
33			

34 **Note** : Le stock énergétique et la production non engagée (marge de manœuvre) disponibles
35 couvrent la très large part des moyens requis pour le scénario de faible hydraullicité à 2% de
36 probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh). Des importations modestes, par rapport à la
37 capacité d'importation maximale annuelle de 15 TWh en pratique, complètent les besoins de ce
38 scénario. En conséquence, la production de la centrale de Tracy resterait limitée à la période de
39 pointe hivernale.
40

41
42 15 septembre 2004
43

1

2 **Critère de gestion – 2 ans à 2% de probabilité (-64 TWh) – Cycle des années 2005-06**

3

4

5 A- Stock énergétique prévu au 1^{er} janvier 2005 (*prévision du 15 septembre 2004*) : 109,6 TWh

6

7 B- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2007 à hydraulicité normale en 2005/2006 : 66,6 TWh

8

9 C- Application du critère de gestion :

10

11 ➤ cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 05 à décembre 06 : -64,0 TWh

12

12 ➤ moyens requis : 64 TWh

13

14 D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh avant le 1^{er} mai 2007

15

16 2005 (>31 août) – 2006 – 2007 (<1^{er} mai)
17 (TWh)

18

19

19 → Réduction du stock énergétique (jusqu'au
20 minimum opérationnel absolu de 10 TWh) 56,6

21

22

22 → Production disponible non engagée
23 (marge de manœuvre) 14,0 (2+9+3)

24

25

25 → Exploitation accrue de la Centrale de Tracy non requise

26

27

27 → Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant) 3,0 (0+2+1)

28

29

29 → Total – moyens identifiés 73,6 TWh

30

31

32

32 **Note** : Par définition, les moyens identifiés pour 2005 et 2006 sont identiques pour les scénarios
33 de 2 ans et 4 ans de faibles apports hydrauliques à 2% de probabilité. Ces moyens excèdent les
34 besoins spécifiques du scénario de faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 2 années
35 consécutives (-64 TWh). En conséquence, la production de la centrale de Tracy resterait limitée à
36 la période de pointe hivernale sur l'horizon de ce scénario.

37

38

39

15 septembre 2004

1 **ANNEXE 3C – CAPACITÉ DE TRANSPORT DU RÉSEAU PRINCIPAL**

2 Les besoins de la charge locale sont à leur maximum à la pointe de la charge
3 d'hiver et c'est à cette période que les marges du réseau de transport principal
4 atteignent leurs minimums.

5 Historiquement, le réseau de transport d'Hydro-Québec a connu peu de
6 problèmes à la pointe. Toutefois, les pointes de janvier 2003 et 2004 ont été plus
7 critiques à cause des froids intenses qui ont frappé le Québec. La puissance
8 maximum transportée par le réseau de TransÉnergie a d'ailleurs atteint son
9 maximum historique le 15 janvier 2004 avec un transit de l'ordre de 36 000 MW.
10 De cette quantité, 35 600 MW étaient transportés pour la charge locale et
11 400 MW en service de transport de point à point. La sécurité du réseau a
12 toujours été assurée durant ces périodes. Cependant, ces situations de faibles
13 marges de transport ont incité TransÉnergie, de concert avec le Distributeur, à
14 revoir les orientations en matière de conception du réseau de transport et à
15 évaluer les impacts des pointes exceptionnelles sur le réseau principal.

16 Suite à cet examen TransÉnergie décidait de modifier son critère de conception
17 afin de prendre en compte plus spécifiquement les pointes exceptionnelles
18 causées par des froids intenses, l'impact d'une non alimentation des clients dans
19 cette situation étant beaucoup plus critique.

20 Essentiellement le critère de conception vise maintenant à planifier le réseau de
21 transport de manière à acheminer les ressources pour satisfaire la pointe
22 annuelle de la charge locale, plus 4 000 MW. Pour satisfaire à cette exigence
23 d'ici 2006, TransÉnergie a déterminé qu'il était nécessaire d'ajouter environ
24 1 600 MVAR de condensateurs shunt, pour hausser la capacité de transport du
25 réseau principal, dont 1 200 MVAR seront mis en service durant l'année 2004.

- 1 TransÉnergie et le Distributeur identifieront, s'il y a lieu, au cours des prochaines
- 2 années, les actions qui pourraient être requises pour assurer le respect de ce
- 3 critère, à long terme.

**RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES
D'APPROVISIONNEMENT ET CRITÈRES DE SÉLECTION
DES OFFRES**

TABLE DES MATIÈRES

1	RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT	5
1.1	Appels d'offres de long terme.....	5
1.1.1	Risques associés à la non performance dans les approvisionnements de long terme.....	6
1.1.2	Risques financiers associés à la non performance dans les approvisionnements de long terme.....	7
1.1.3	Autres risques.....	10
1.2	Approvisionnements de court terme	12
1.2.1	Risques associés à la non performance dans les approvisionnements de court terme.....	13
1.2.2	Risques financiers associés à la non performance dans les approvisionnements de court terme.....	13
2	CRITÈRES UTILISÉS DANS LE PROCESSUS DE SÉLECTION DES OFFRES.....	15
2.1	Le développement durable et le Protocole de Kyoto	16
2.2	Appels d'offres de long terme.....	17
2.3	Appels d'offres de court terme.....	20
	ANNEXE 4A – VALEUR DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE.....	21
	ANNEXE 4B – GARANTIES DES FOURNISSEURS	23

1 **1 RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES**
2 **D'APPROVISIONNEMENT**

3 La présente section vise à identifier les risques potentiels associés au choix des
4 sources d'approvisionnement et à proposer un partage des risques entre les
5 consommateurs et les fournisseurs d'électricité. En général, le partage des
6 risques optimal est celui où un risque est absorbé par la partie qui dispose des
7 meilleurs moyens pour le gérer. Lorsqu'un risque n'est pas susceptible d'être
8 mitigé, il est préférable que l'acheteur l'absorbe, car le fournisseur pourrait
9 demander une prime dont le coût peut excéder la valeur du risque. Les mesures
10 de mitigation des risques résiduels pour les consommateurs d'électricité sont
11 également analysées.

12 Les appels d'offres de long terme et de court terme sont traités séparément en
13 raison de l'ampleur fort différente de leurs risques.

14 **1.1 Appels d'offres de long terme**

15 Dans les appels d'offres de long terme, on peut distinguer deux types de risques
16 associés au choix de sources d'approvisionnement. D'une part, il y a les risques
17 associés à la non performance tels que la non-réalisation d'un projet, la
18 contribution réelle en puissance et en énergie, un retard dans les dates de
19 livraisons et les risques financiers qui en découlent. D'autre part, il y a les autres
20 risques tels ceux associés aux formules de prix et ceux liés à l'évolution de la
21 réglementation environnementale.

1 **1.1.1 Risques associés à la non performance dans les**
2 **approvisionnements de long terme**

3 **A) Non-réalisation d'un projet**

4 Une fois qu'un contrat a été octroyé, le projet qui le sous-tend peut être
5 abandonné pour de multiples raisons : incapacité du fournisseur d'obtenir un site,
6 les autorisations gouvernementales requises ou le financement nécessaire.

7 De par la nature même d'un projet, c'est le promoteur/soumissionnaire qui doit
8 assumer le risque associé à la réalisation du projet, car lui seul dispose des
9 moyens pour le mener à bon port. Ainsi, par exemple, il appartient au
10 promoteur/soumissionnaire de satisfaire aux exigences environnementales et
11 d'assurer l'acceptation de son projet auprès des communautés impliquées.

12 **B) Contribution en puissance et en énergie**

13 La planification du Distributeur identifie des produits recherchés et des quantités
14 qui lui permettent d'atteindre pour une année donnée le critère de fiabilité visé.
15 L'évaluation des offres reçues doit prendre en compte la contribution d'une offre
16 en regard des principaux attributs recherchés : puissance disponible, énergie
17 annuelle, programmabilité, flexibilité, taux de non-disponibilité associé à l'offre,
18 durée de l'entretien annuel, possibilité de réduction des quantités d'énergie, etc.
19 Cette contribution, ou le service rendu par chaque offre, est capitale pour assurer
20 la fiabilité de l'alimentation des consommateurs.

21 Diverses approches sont disponibles pour établir la contribution effective
22 attendue :

- 23 • le Distributeur fait sa propre évaluation de la contribution effective et choisit
24 les sources d'approvisionnement sur cette base. Implicitement, le Distributeur
25 et le consommateur d'électricité assument tous les risques ;
- 26 • le Distributeur exige que chaque offre garantisse sa contribution effective en
27 regard des attributs demandés et choisit les sources d'approvisionnement sur
28 cette base. Le risque est alors transféré au fournisseur.

1 Le Distributeur favorise la seconde approche, tout en se réservant la possibilité
2 de remettre en question la quantité garantie s'il a des doutes raisonnables sur la
3 vraisemblance des paramètres qui lui sont indiqués par le soumissionnaire.

4 Ainsi, à titre d'exemple, pour chaque offre il sera requis d'indiquer notamment les
5 éléments suivants :

- 6 • la puissance garantie, disponible à x % du temps (taux de panne) ;
- 7 • l'énergie annuelle associée à la puissance garantie ;
- 8 • la capacité de suivre un programme de livraisons établi à l'avance ;
- 9 • la durée de l'entretien annuel.

10 Les quantités potentiellement disponibles en excédent des quantités garanties
11 doivent également faire l'objet d'une évaluation (voir Annexe 4A).

12 Les contrats prévoient que, lorsque les fournisseurs n'ont pas respecté leurs
13 obligations, ils devront compenser le Distributeur pour les sommes qu'il aura
14 dépensées pour suppléer à la défaillance du fournisseur.

15 **C) Date des premières livraisons**

16 À la base, tout retard du projet génère un risque de même nature que les déficits
17 de livraisons par rapport aux quantités garanties. La même approche est donc
18 utilisée. Les soumissionnaires auront à s'engager quant à une date de première
19 livraison compatible avec les dates exigées. Si cette première date de livraison
20 n'est pas respectée, le fournisseur devra compenser le Distributeur pour une
21 somme déterminée qui sera fonction du retard.

22 ***1.1.2 Risques financiers associés à la non performance dans les*** 23 ***approvisionnements de long terme***

24 Le fait de transférer aux fournisseurs les risques de non performance associés à
25 leur offre crée, par ailleurs, pour les consommateurs d'électricité, un risque
26 associé à la solidité financière des fournisseurs : les garanties offertes au contrat

1 quant à la performance ne sont pas meilleures que le crédit des entreprises qui
2 les ont données. L'Annexe 4B décrit les garanties financières généralement
3 acceptées dans l'industrie de l'énergie.

4 Les pratiques du marché ont tendance à distinguer les risques de non
5 performance avant le début des livraisons (abandon ou retard du projet) et les
6 risques de non performance après que les livraisons aient débuté (indisponibilité
7 prolongée temporaire ou permanente).

8 **A) Avant le début des livraisons**

9 Lorsque le Distributeur octroie un contrat et que le projet ne se matérialise pas, la
10 conséquence pour le Distributeur est de devoir trouver de nouvelles sources
11 d'approvisionnement à long terme, mais également à court terme. En effet, le
12 délai écoulé entre l'octroi et la date d'abandon se traduit par l'obligation, pour le
13 Distributeur, de s'approvisionner sur les marchés de court terme pour une
14 période au moins équivalente au retard. Les prix des marchés de court terme
15 peuvent être beaucoup plus élevés que le coût d'un approvisionnement de long
16 terme. Une pratique du marché est d'exiger des fournisseurs des garanties (dont
17 la forme est discutée à l'Annexe 4B) dont la valeur croît au fur et à mesure que le
18 projet se développe puisque le risque pour le Distributeur croît avec le temps
19 écoulé depuis l'octroi. Cette garantie se termine avec le début des livraisons.

20 D'autre part, le Distributeur ne devrait jamais octroyer un contrat à un
21 soumissionnaire dont les compétences ou le projet sont douteux, en se
22 confortant du fait qu'il devra fournir une garantie. Les garanties sont faites pour
23 se protéger contre des risques de faible occurrence et non contre un risque
24 probable. C'est ainsi qu'une autre pratique du marché est d'évaluer les offres au
25 moyen de critères couramment qualifiés de critères sans incidence monétaire.
26 L'expérience du soumissionnaire et de ses partenaires est l'un de ces critères.
27 Un autre réfère à la technologie utilisée : s'agit-il d'une technologie éprouvée

1 dont plusieurs modèles sont actuellement en exploitation ou s'agit-il d'un
2 prototype ?

3 Cette approche financière permet également de traiter des cas où la date
4 garantie des premières livraisons n'est pas respectée. Le retard se traduit par
5 une compensation monétaire. Cette compensation se veut un incitatif
6 supplémentaire pour que le fournisseur respecte ses engagements. Ce n'est qu'à
7 cette condition que le Distributeur pourra gérer efficacement la sécurité des
8 approvisionnements.

9 L'atténuation des risques de non performance avant le début des livraisons se
10 fait donc comme suit : le processus de sélection prévoit que chaque offre est
11 évaluée en regard d'exigences minimales et également de critères non
12 monétaires, à savoir :

- 13 • l'expérience du soumissionnaire ainsi que de ses partenaires ;
- 14 • la maturité de la technologie ;
- 15 • la solidité financière du soumissionnaire et les garanties complémentaires
16 qu'il accepte de livrer ; les garanties sont croissantes au fur et à mesure que
17 le projet se développe et se terminent au début des livraisons.

18 **B) Après le début des livraisons**

19 Les risques financiers découlant d'une indisponibilité prolongée en cours de
20 contrat sont également couverts par des garanties exigées des fournisseurs. Le
21 montant de ces garanties financières est généralement calculé en considérant
22 une période de deux ans. Ces dispositions couvrent la très grande majorité des
23 cas. Dans les cas extrêmes, comme par exemple la faillite du fournisseur, le
24 montant des garanties financières devrait être normalement suffisant pour couvrir
25 la période d'incertitude qui s'ensuit et la durée des procédures. Un droit de
26 reprise de la centrale est souvent exigé par les distributeurs. En général, ce droit
27 demeure subordonné au droit de reprise des prêteurs qui ont financé le projet. Le
28 droit de reprise des prêteurs doit être vu comme une sécurité supplémentaire,

1 car ils ont intérêt à remettre la centrale en service pour assurer le
2 remboursement des sommes qui leur sont dues. Il est à noter que le critère de la
3 technologie mentionné plus haut converge avec l'atténuation de ce risque : qui
4 voudrait reprendre un prototype ?

5 **C) Valeur attribuée aux cotes de crédit des fournisseurs**

6 Lorsqu'un fournisseur possède une cote de crédit d'une agence de notation
7 reconnue par le Distributeur, les montants des garanties à déposer sont diminués
8 en fonction de la cote de crédit du fournisseur. Les montants de réduction des
9 garanties sont présentés à l'Annexe 4B pour les différentes cotes de crédit. Les
10 valeurs indiquées à l'Annexe 4B s'appliquent à la somme des garanties à fournir
11 par le fournisseur pour l'ensemble des contrats de long terme avec le
12 Distributeur.

13 **1.1.3 Autres risques**

14 Parmi ces risques, on peut distinguer le risque associé à l'évolution des formules
15 de prix et le risque associé aux changements des normes environnementales.

16 **A) Risques associés aux formules de prix**

17 Le risque associé à l'évolution des formules de prix est inéluctable dans des
18 contrats de long terme. En effet, les différentes sources d'approvisionnement
19 possèdent des caractéristiques de coût différentes : les portions qui sont fixes et
20 variables sur une période de 15 ans peuvent varier considérablement. Les
21 portions variables peuvent évoluer selon divers indices tels l'inflation, le prix des
22 combustibles et les taux de change. De plus, signalons qu'un prix fixe pour une
23 longue durée n'est pas nécessairement un avantage, à moins que ce prix ne soit
24 très bas, comme celui de l'électricité patrimoniale.

25 En général, les consommateurs ont tout intérêt à assumer le risque d'évolution
26 des formules de prix, car la prime qui serait demandée par les producteurs pour
27 raffermir le prix pourrait être très élevée, compte tenu qu'il n'existe pas

1 actuellement de marché à terme couvrant des périodes aussi longues que dix ou
2 quinze ans.

3 Un prix variable en fonction d'indices volatils tel le prix des combustibles est
4 souvent perçu négativement en raison des fluctuations de coût importantes qu'il
5 peut amener. Cependant, dans la mesure où ces fluctuations suivent
6 effectivement le prix du marché, les coûts peuvent varier beaucoup mais la
7 position concurrentielle des tarifs du Distributeur demeure inchangée ou peu
8 changée par rapport aux autres territoires ou par rapport au prix des
9 combustibles. Par contre, un prix fixe est souvent perçu comme positif parce qu'il
10 est connu et n'entraîne pas de fluctuations de coûts importantes. Cependant, la
11 position concurrentielle des tarifs du Distributeur varie alors en fonction du prix
12 des combustibles.

13 Puisque la très grande partie du portefeuille du Distributeur, pour longtemps
14 encore, sera à un prix fixe très avantageux, les prix variables ne peuvent amener
15 des fluctuations importantes des tarifs du Distributeur. Ils permettent par ailleurs
16 de maintenir la position concurrentielle qu'il a déjà. De plus, la volatilité des prix
17 des combustibles pourra être gérée en tout ou en partie par des opérations de
18 couverture à court terme, pourvu que les indices retenus dans ces formules de
19 prix puissent faire l'objet de transaction de couverture des risques. Par contre,
20 des prix fixes ou relativement fixes pourraient s'avérer intéressants si leur niveau
21 de départ est intéressant. L'analyse des offres permettra de statuer sur le niveau
22 de risque acceptable.

23 **B) Évolution de la réglementation environnementale**

24 L'évolution des normes environnementales sur la durée du contrat est un risque
25 touchant les sources potentielles d'approvisionnement. C'est un risque qu'il
26 convient de laisser aux fournisseurs puisqu'ils sont les plus aptes et les mieux
27 placés pour l'assumer. Le promoteur du projet est responsable de l'obtention des
28 permis requis pour son projet et du maintien de ses permis une fois qu'ils ont été

1 obtenus. Il procède à la sélection des équipements requis pour son projet et est
2 responsable ultimement de la performance de ses installations. De plus,
3 l'introduction prévisible d'instruments économiques, tels des permis négociables,
4 comme le font déjà nos voisins du sud pour le SO₂ par exemple, viendra
5 renforcer le rôle central des promoteurs/producteurs. Cette approche, pour
6 protéger et améliorer l'environnement, encourage l'introduction de technologies
7 performantes plus rapidement et de façon efficace.

8 **1.2 Approvisionnements de court terme**

9 Dans le cas des approvisionnements sur les marchés de court terme, l'approche
10 de base est semblable. Cependant, la complexité est réduite car l'ampleur des
11 risques est considérablement diminuée. En effet, les prix sont généralement fixes
12 et ces appels d'offres visent la production déjà existante provenant généralement
13 d'un réseau intégré, de sorte que le risque lié à la non performance d'une
14 centrale spécifique n'est pas pertinent. Le risque relié aux approvisionnements
15 de court terme réside donc dans la capacité du fournisseur à sécuriser des
16 approvisionnements en vue de remplir ses obligations de livrer au Distributeur.
17 Par ailleurs, étant donné la nature du marché de court terme, ces
18 approvisionnements sont généralement transigés en dollars américains d'où un
19 risque additionnel associé aux variations du taux de change.

20 Ces risques liés à la non performance des fournisseurs dans les
21 approvisionnements de court terme doivent également être distingués : (i) au
22 cours des périodes précédant le début des livraisons et (ii) après le début des
23 livraisons.

1 **1.2.1 Risques associés à la non performance dans les**
2 **approvisionnements de court terme**

3 **A) Avant le début des livraisons**

4 La période entre la signature des contrats d'approvisionnement de court terme et
5 le début des livraisons peut varier entre quelques heures et quelques mois. C'est
6 cette période qui comporte le plus de risque pour le Distributeur. La conséquence
7 pour le Distributeur qu'un fournisseur devienne insolvable et ne soit plus en
8 mesure d'honorer ses engagements avant le début des livraisons est de devoir
9 remplacer cet approvisionnement à un prix qui peut être différent selon les
10 variations des conditions du marché survenues depuis la signature du contrat.

11 **B) Après le début des livraisons**

12 Le risque financier pour le Distributeur associé à la non performance du
13 fournisseur est beaucoup plus faible à partir du début des livraisons puisque
14 l'horizon à risque est considérablement réduit et décroît graduellement avec la
15 réalisation du contrat

16 Par ailleurs, l'exposition nette au risque du Distributeur devient généralement
17 négative à partir du début des livraisons puisque la position à risque du
18 Distributeur est réduite des montants dus au fournisseur par le fait que le
19 Distributeur paie les livraisons d'électricité en moyenne 25 jours après leur
20 réception.

21 **1.2.2 Risques financiers associés à la non performance dans les**
22 **approvisionnements de court terme**

23 À l'instar des approvisionnements de long terme, le Distributeur ne devrait jamais
24 octroyer un contrat d'approvisionnement de court terme à un soumissionnaire
25 dont la solidité financière jette un doute sur sa capacité d'honorer ses
26 engagements de livrer l'énergie au Distributeur. À cette fin, le Distributeur a défini
27 une exigence minimale quant à la solidité financière des soumissionnaires

1 désirant participer aux appels d'offres de court terme. Ainsi, pour participer à un
2 appel d'offres de court terme du Distributeur, un soumissionnaire doit avoir une
3 cote de crédit d'un niveau minimum ou être en mesure d'obtenir une garantie
4 d'une société affiliée ayant une telle cote de crédit.

5 Si un soumissionnaire ne satisfait pas à ces exigences de crédit, il doit satisfaire
6 à des exigences de ratios financiers dont les seuils sont établis par le
7 Distributeur. Lorsque le soumissionnaire satisfait ces exigences, il est autorisé à
8 participer à un appel d'offres de court terme du Distributeur, mais ne peut offrir
9 une quantité qui dépasse la limite établie par le Distributeur. Dans le cas
10 contraire, il ne peut participer aux appels d'offres de court terme du Distributeur.

11 Des garanties financières sont exigées pour couvrir les risques associés à la non
12 performance sur la durée du contrat. Le niveau des garanties que le fournisseur
13 doit déposer au Distributeur est établi en fonction de la position à risque nette du
14 Distributeur telle que calculée sur une base régulière par le Distributeur.

15 **Valeur attribuée aux cotes de crédit des fournisseurs**

16 Lorsqu'un fournisseur possède une cote de crédit d'une agence de notation
17 reconnue par le Distributeur, les montants des garanties à déposer sont diminués
18 en fonction de la cote de crédit du fournisseur. Les montants de réduction des
19 garanties sont présentés à l'Annexe 4B pour les différentes cotes de crédit. Étant
20 donnée la nature beaucoup plus limitée du risque des approvisionnements de
21 court terme par rapport aux risques identifiés dans les approvisionnements de
22 long terme, la valeur accordée aux cotes de crédit des fournisseurs est
23 nécessairement plus grande. Les valeurs indiquées à l'Annexe 4B s'appliquent à
24 la somme des garanties à fournir par le fournisseur pour l'ensemble des contrats
25 de court terme avec le Distributeur.

1 **2 CRITÈRES UTILISÉS DANS LE PROCESSUS DE SÉLECTION DES**
2 **OFFRES**

3 Tel que mentionné à la pièce HQD-3, Document 3, la mise en œuvre du Plan
4 nécessitera le lancement d'appels d'offres pour l'acquisition de nouveaux
5 approvisionnements. Certains appels d'offres couvriront des besoins de long
6 terme alors que d'autres couvriront des besoins de court terme. Ces appels
7 d'offres seront conduits en appliquant les règles de la Procédure d'appel d'offres
8 et d'octroi déjà approuvée par la Régie.

9 La Loi prévoit que les contrats seront octroyés sur la base du prix le plus bas
10 pour les quantités et les conditions demandées. Ces conditions sont de deux
11 ordres : d'une part, elles définissent les produits qui font l'objet de l'appel
12 d'offres ; d'autre part, elles servent à établir les exigences minimales que les
13 soumissionnaires devront satisfaire pour que le Distributeur puisse assurer un
14 approvisionnement fiable au Québec.

15 La détermination de la valeur des différentes soumissions est un exercice
16 complexe qui doit tenir compte des effets croisés des nouvelles soumissions et
17 de l'impact des nouveaux contrats sur l'exploitation des sources
18 d'approvisionnement déjà disponibles du Distributeur. Il est notamment possible
19 que plusieurs soumissions doivent être combinées pour satisfaire le besoin
20 exprimé. L'évaluation du coût d'une combinaison nécessitera la simulation de
21 l'exploitation du portefeuille d'approvisionnements du Distributeur sur plusieurs
22 années en prenant en compte la valeur estimée des différentes options offertes
23 par les soumissionnaires.

24 Le nombre de combinaisons possibles peut devenir très grand, rendant de ce fait
25 l'exercice rapidement intraitable. Pour contourner cette difficulté, la procédure
26 d'appel d'offres prévoit un processus d'évaluation en trois étapes qui vise à
27 limiter la conduite des évaluations détaillées aux combinaisons les plus
28 prometteuses.

1 L'expérience des appels d'offres passés démontre que la procédure est efficace
2 et qu'elle permet d'attribuer les contrats d'approvisionnements conformément
3 aux exigences de la Loi en matière (i) d'équité envers les soumissionnaires, (ii)
4 d'égalité de traitement des différentes sources et (iii) d'attribution en fonction du
5 prix le plus bas en tenant compte des coûts de transport.

6 En outre, les acteurs de l'industrie reconnaissent que la procédure d'attribution
7 est rigoureuse et équitable. Le nombre de soumissions reçues en réponse aux
8 appels d'offres du Distributeur en témoigne.

9 Dans une première étape, des exigences minimales sont définies : les projets qui
10 n'ont pas satisfait ces exigences ne seront pas retenus pour considération future.
11 Par la suite, une évaluation des critères à incidence monétaire et non-monétaire
12 est réalisée pour chacun des projets pris sur une base individuelle, afin de
13 procéder à un classement des projets par ordre d'intérêt en prévision de la
14 troisième étape. Finalement, les projets les plus intéressants sont regroupés pour
15 former des combinaisons de projets qui feront l'objet d'une évaluation plus
16 détaillée.

17 Le choix des exigences minimales, des critères et des pondérations à appliquer
18 aux critères diffère selon qu'on traite des appels d'offres de court terme ou des
19 appels d'offres de long terme. La différence découle avant tout de la nature des
20 risques associés à la durée des contrats à intervenir et de la forme des garanties
21 qui seront recherchées.

22 **2.1 Le développement durable et le Protocole de Kyoto**

23 Dans sa décision D-2004-212, la Régie de l'énergie a décidé que le critère de
24 développement durable proposé par le Distributeur "[...] *s'appliquera à tous les*
25 *appels d'offres de long terme, qu'ils soient ou non ouverts à toutes les sources*
26 *d'approvisionnement.*"¹

¹ Décision D-2004-212, dossier R-3525-2004, 14 octobre 2004, page 8.

1 Cette disposition s'ajoute à l'allocation des risques entre les fournisseurs et le
2 Distributeur déjà prévue au contrat-type offert à tous les soumissionnaires dans
3 le cas de ses appels d'offres généraux. En effet, le soumissionnaire est
4 responsable de l'obtention des autorisations environnementales et de la
5 réalisation de son projet en fonction de la date de début des livraisons garantie à
6 sa soumission. De plus, le soumissionnaire doit, à ses frais, obtenir tout permis
7 d'émissions qui pourrait être requis au cours du contrat. Les divers paliers de
8 gouvernement discutent depuis quelques années déjà de l'instauration d'un
9 système d'allocation et d'échanges de permis d'émissions de gaz à effet de serre
10 dans le cadre de la mise en oeuvre des engagements découlant du Protocole de
11 Kyoto. Les soumissionnaires devraient internaliser à leur offre le coût prévu des
12 droits d'émissions ou la valeur prévue des crédits qu'ils escomptent recevoir.

13 Par contre, dans le cadre de ses appels d'offres limités à des sources
14 spécifiques telles la biomasse et la production éolienne, le Distributeur a prévu
15 que les crédits d'émissions et autres attributs environnementaux qui pourraient
16 être accordés seront la propriété du Distributeur. Les soumissionnaires désireux
17 de les acquérir peuvent faire une offre au Distributeur dans le cadre de leur
18 soumission.

19 **2.2 Appels d'offres de long terme**

20 Pour les appels d'offres de long terme, les exigences minimales suivantes sont
21 proposées :

- 22 • l'électricité offerte doit provenir de sources de production situées au Québec ;
- 23 • les garanties financières offertes par le soumissionnaire doivent satisfaire les
24 exigences du Distributeur (les exigences actuelles sont présentées à
25 l'Annexe 4B) ;
- 26 • le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées doivent avoir une expérience du
27 développement et de l'exploitation d'au moins un projet de nature similaire à

1 celui qu'ils proposent de développer pour livrer l'électricité prévue à la
2 soumission ;

- 3 • le procédé de production d'électricité doit avoir atteint la maturité
4 technologique et les équipements stratégiques doivent être disponibles sur
5 une base commerciale.

6 Il est à noter qu'une offre sera rejetée si le raccordement au réseau de transport,
7 selon l'avis de TransÉnergie, ne peut être réalisé à la date de début des
8 livraisons exigée à l'appel d'offres.

9 Dans la deuxième étape de l'évaluation des offres, les critères à incidence
10 monétaire et non-monétaire seront définis comme suit en utilisant les
11 pondérations indiquées.

1

Critères	Pondération	Caractéristiques
Coût de l'électricité	60 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère monétaire • Coût de l'électricité incluant le prix pour la puissance et le prix pour l'énergie • Coût de transport incluant les coûts de raccordement et de renforcement de réseau • Tout autre coût découlant de la formule de prix proposée • Les points seront alloués en fonction du classement relatif des projets les uns par rapport aux autres
Développement Durable	15 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Les sous-critères considérés sont les suivants : <ul style="list-style-type: none"> ○ Émissions de GES 5 points ○ Caractère renouvelable de l'approvisionnement 4 points ○ Indicateur à caractère social 3 points ○ Émissions de NOX 2 points ○ Enregistrement ISO 14001 1 point
Solidité financière	10 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Capacité du soumissionnaire à fournir les garanties financières requises par le contrat • Les points seront alloués en fonction de la cote de crédit du soumissionnaire ou des sociétés affiliées qui fournissent les garanties
Expérience du soumissionnaire	5 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Capacité du soumissionnaire à développer des projets similaires tel que démontré par sa feuille de route et par l'expérience de ses partenaires • Les points seront alloués sur la base des réalisations du soumissionnaire et de ses partenaires
Faisabilité du projet	5 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Complexité du raccordement au réseau du Transporteur • Réalisme du plan directeur y compris le plan d'obtention des autorisations environnementales • Les points seront alloués en fonction du réalisme du plan directeur eu égard à la date garantie de début des livraisons et de la difficulté de compléter le raccordement dans les délais requis
Flexibilité	5 points	<ul style="list-style-type: none"> • Critère non-monétaire • Les soumissions offrant des options de modifier la date de début des livraisons recevront plus de points que les projets qui n'offrent pas ce genre d'options de base • Les soumissions de service en base associées aux offres de services modulables ou modulables cyclables recevront plus de points que les soumissions pour le service en base seulement • Les points seront alloués en fonction du degré de flexibilité offert
TOTAL	100 points	

2

1 Il est à noter que dans les cas où une soumission d'Hydro-Québec Production
2 sera retenue, l'entente différera, dans sa forme et sa formulation, du contrat-type.
3 En effet, certaines dispositions deviennent inapplicables ou sans effet du fait
4 qu'Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution ne sont pas des
5 entités juridiques distinctes.

6 **2.3 Appels d'offres de court terme**

7 Pour les appels d'offres de court terme, l'ampleur des risques auxquels le
8 Distributeur est confronté est plus limitée. Cela se traduit par une réduction du
9 nombre des exigences minimales ; certains critères non monétaires ne sont donc
10 pas requis.

11 Ainsi, les exigences minimales sont ramenées à des ratios financiers minimums
12 et aux garanties financières que le soumissionnaire doit présenter selon les
13 exigences du Distributeur telles qu'elles sont énoncées à l'Annexe 4B.

Critère	Pondération	Caractéristiques
Prix de l'électricité	100 points	<ul style="list-style-type: none">• Critère monétaire• Prix de l'électricité incluant les formules de prix pour la puissance et l'énergie ainsi que le coût de transport applicable
TOTAL	100 points	

1 **ANNEXE 4A – VALEUR DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE**

2 Le Distributeur demandera aux soumissionnaires d'indiquer la quantité d'énergie
3 qu'ils garantissent par mois ou par trimestre. Certains soumissionnaires
4 pourraient vouloir vendre au Distributeur l'énergie additionnelle dont ils pourraient
5 disposer. L'énergie additionnelle peut résulter d'une meilleure performance en
6 termes de taux de disponibilité des équipements de production du
7 soumissionnaire ou des caractéristiques du mode de production qu'il a retenu.

8 L'énergie additionnelle n'est pas un produit représentant une grande valeur pour
9 le Distributeur, dans la mesure où cette énergie n'est pas programmable et que
10 le Distributeur se sera déjà engagé vis-à-vis d'autres sources. Ainsi, le
11 Distributeur n'a donc aucune objection à ce que les soumissionnaires choisissent
12 d'écouler ailleurs l'énergie additionnelle qu'ils peuvent avoir.

13 Cependant, dans le but de favoriser une plus grande concurrence et une
14 utilisation efficace des sources de production, le Distributeur propose de fixer le
15 prix d'achat de l'énergie additionnelle lorsqu'un soumissionnaire choisira au
16 moment de l'appel d'offres de l'offrir au Distributeur. Le fournisseur pourra
17 écouler toute sa production additionnelle au Distributeur à un niveau de prix égal
18 à celui de l'électricité patrimoniale. En effet, livrée indépendamment des besoins
19 du Distributeur, cette production aurait souvent comme conséquence de diminuer
20 la livraison d'électricité patrimoniale.

1 **ANNEXE 4B – GARANTIES DES FOURNISSEURS**

2 C'est une pratique généralisée du marché de l'énergie en Amérique du Nord que
3 d'exiger des garanties financières en fonction de l'évaluation du crédit de la
4 contrepartie avec laquelle un contrat est conclu. En effet, les engagements
5 contractuels des fournisseurs doivent être supportés par des garanties
6 financières afin de protéger le Distributeur et ultimement les consommateurs
7 d'électricité.

8 ***Forme des garanties***

9 La forme la plus simple de garantie est celle offerte par la santé financière du
10 fournisseur. La pratique est de se référer à la cote de crédit telle qu'établie par
11 les grandes maisons comme Moody's, Standard & Poors, Dominion Bond Rating
12 System (DBRS) ou d'autres agences de notation pour lesquelles le Distributeur
13 aura établi une table d'équivalence des cotes. Plus la cote est élevée, plus la
14 marge de crédit allouée est importante. Les cotations inférieures à BAA3
15 (Moody's) ont une marge de zéro. Dans le cadre de transactions à long terme, il
16 est généralement prévu que la marge de crédit puisse être révisée à la baisse
17 par la partie qui exige une garantie, si la santé financière de la contrepartie se
18 détériore. La grille des limites de crédit est annexée au document d'appel
19 d'offres.

20 Lorsque la firme qui a soumissionné n'a pas de cote de crédit, mais que la
21 compagnie-mère est cotée, une garantie de la compagnie-mère peut être fournie.
22 La marge de crédit allouée est établie selon les mêmes barèmes. Le libellé de la
23 garantie de la compagnie-mère doit être à la satisfaction du Distributeur. Cette
24 garantie doit être inconditionnelle, irrévocable et payable sur présentation d'un
25 avis écrit. Un exemple type est inclus aux documents d'appels d'offres.

26 Lorsque la firme qui a soumissionné n'est pas cotée et ne peut fournir une
27 garantie acceptable de la compagnie-mère ou lorsque les garanties exigées par

1 le Distributeur excèdent la marge de crédit allouée, une lettre de crédit couvrant
2 le montant approprié doit être fournie. Le Distributeur s'assure de la solidité de
3 l'institution financière qui émet la lettre de crédit. Le libellé de lettre de crédit doit
4 être à la satisfaction du Distributeur. Elle doit offrir une garantie inconditionnelle,
5 irrévocable et payable sur présentation d'un avis écrit. Une lettre de crédit type
6 est incluse aux documents d'appels d'offres.

7 Il est à noter que les engagements de fourniture d'électricité pris par Hydro-
8 Québec Production à l'égard du Distributeur ne seront pas supportés par des
9 garanties financières car Hydro-Québec Production et le Distributeur ne sont pas
10 des entités juridiques distinctes. Le Distributeur est d'avis que les intérêts des
11 consommateurs sont protégés de façon au moins équivalente.

12 ***Calcul de l'exposition du Distributeur pour les approvisionnements de long***
13 ***terme***

14 ***A) Garanties avant le début des livraisons***

15 Les montants à être garantis par les soumissionnaires retenus seront fixés dans
16 les documents d'appels d'offres. Les montants à garantir peuvent varier selon le
17 produit recherché et sont exprimés en \$/kW.

18 ***B) Garanties après le début des livraisons***

19 Les montants à garantir peuvent varier selon le produit recherché et sont
20 exprimés en \$/kW.

21 ***Calcul de l'exposition du Distributeur pour les approvisionnements de***
22 ***court terme***

23 Les montants à être garantis par les fournisseurs sont établis en fonction de la
24 position à risque nette du Distributeur telle que calculée sur une base régulière
25 par le Distributeur.

1 **Valeur accordée aux cotes de crédit des fournisseurs**

2 **A) Valeur accordée aux cotes de crédit des fournisseurs lors des**
3 **approvisionnements de long terme**

Cotes de crédit*			Valeur
Standard & Poor's (S&P)	Moody's	Dominion Bond Rating (DBRS)	millions de \$
A- et mieux	A3 et mieux	A low et mieux	30
BBB+	Baa1	BBB high	15
BBB	Baa2	BBB	5
BBB-	Baa3	BBB low	1

4 * Cote de crédit sur la dette à long terme non garantie

5 **B) Valeur accordée aux cotes de crédit des fournisseurs lors des**
6 **approvisionnements de court terme**

Cotes de crédit*			Valeur
Standard & Poor's (S&P)	Moody's	Dominion Bond Rating (DBRS)	millions de \$
A et mieux	A2 et mieux	A et mieux	80
A-	A3	A bas	60
BBB+	Baa1	BBB high	40
BBB	Baa2	BBB	30
BBB-	Baa3	BBB low	20

7 * Cote de crédit sur la dette à long terme non garantie

8

**SUIVI DE DÉCISIONS CONCERNANT LES CONTRATS
DE LONG TERME**

TABLE DES MATIÈRES

1	MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT POUR LES CENTRALES DE PETITE TAILLE	5
2	MÉTHODOLOGIE POUR L'ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT	6
3	DURÉE DES CONTRATS DE LONG TERME.....	8

1 **1 MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT POUR**
2 **LES CENTRALES DE PETITE TAILLE**

3 Dans sa décision D-2004-115, la Régie indique : *«Concernant les centrales de*
4 *petite taille, la Régie n'est pas convaincue que l'application d'une méthodologie*
5 *identique, quelle que soit la taille de l'unité de production, est appropriée. Elle*
6 *demande au Distributeur de lui présenter des alternatives lors de la demande*
7 *d'approbation des prochains plans d'approvisionnement».*

8
9 Le problème soulevé par la Régie ne découle pas de la méthodologie
10 d'évaluation des coûts de transport ; il découle plutôt du fait que des coûts
11 généralement inhérents au raccordement d'une centrale peuvent représenter,
12 lorsqu'ils sont imputés à une centrale de petite taille, une part importante du coût
13 total du projet, ce qui n'est pas le cas pour des centrales de plus grande taille.
14 Notons, à titre d'exemple, l'addition de certains équipements relativement
15 coûteux reliés à la protection, tels des transformateurs de mise à la terre (MALT)
16 ou des équipements de télédéclenchement qui servent à éviter que la production
17 d'une centrale ne devienne îlotée sur des charges du réseau lors de certains
18 événements. L'addition de tels équipements est néanmoins requise pour assurer
19 la fiabilité d'alimentation, la qualité de service et la sécurité des équipements des
20 clients raccordés au réseau ainsi que la sécurité du réseau, des équipements et
21 du personnel d'Hydro-Québec appelé à intervenir sur le réseau.

22
23 Une alternative consisterait à ne pas tenir compte, lors du processus de sélection
24 des offres, du coût de certains équipements relativement coûteux, notamment les
25 MALT et les équipements de télédéclenchement, pour les centrales dont la taille
26 serait inférieure à une limite préétablie. Advenant qu'une telle centrale serait
27 retenue dans le cadre d'un appel d'offres, le coût réel du raccordement serait
28 assumé par le Transporteur et serait inclus dans sa base tarifaire.

1 Une telle approche présenterait toutefois certains désavantages. Ainsi, dans un
2 appel d'offres, des projets pourraient être choisis sur la base d'un coût de
3 raccordement inférieur au coût réel. Les coûts réels de raccordement seraient
4 ensuite assumés par l'ensemble de la clientèle, par le biais du tarif du
5 Transporteur. De plus, le Distributeur est d'avis qu'une telle approche ne
6 respecterait pas l'esprit de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui exige d'accorder un
7 traitement égal à toutes les sources de production sans qu'il soit fait mention de
8 la taille des projets.

9

10 Une autre alternative serait que le Distributeur procède à des appels d'offres qui
11 seraient réservés à de l'énergie provenant de petites centrales. La méthodologie
12 d'évaluation des coûts de transport actuellement utilisée n'aurait pas à être
13 modifiée et toutes les petites centrales seraient évaluées sur la même base.
14 Cette approche nécessite cependant la définition d'un bloc d'énergie par le
15 gouvernement, ce qu'il n'a pas fait jusqu'à maintenant.

16 **2 MÉTHODOLOGIE POUR L'ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT**

17 Dans sa décision D-2002-17, la Régie soulève des interrogations relativement à
18 certains aspects de la méthodologie proposée pour l'évaluation des coûts de
19 transport. Ces interrogations portent notamment sur *«la robustesse de la*
20 *méthodologie utilisée par le Distributeur étant donné ses préoccupations*
21 *concernant le traitement des centrales existantes et la prise en compte de la*
22 *perte de marge de capacité de transport»*.

23

24 **Traitement des centrales existantes**

25 En ce qui concerne le traitement des centrales existantes, le Distributeur avait
26 proposé une approche basée sur l'imputation, aux centrales existantes
27 participant à un appel d'offres, d'un coût de transport équivalant à la perte de
28 revenus du Transporteur découlant de la réduction des exportations afférentes.
29 Or, dans les faits, le Distributeur a appliqué une méthode différente comme suit :

- 1 • Dans un premier temps, le Distributeur évalue la capacité du
2 soumissionnaire à satisfaire l'ensemble de ses obligations incluant celles
3 associées à la soumission sous étude.
- 4 • Si le soumissionnaire peut satisfaire l'ensemble de ses obligations sans
5 addition de nouveaux équipements, aucun coût ne lui est imputé autre que
6 les pertes de transport.
- 7 • Sinon, le soumissionnaire doit indiquer quels projets il a entrepris de
8 réaliser pour satisfaire l'ensemble de ses obligations ; le coût de raccorder
9 ces nouveaux projets est alors imputé à la soumission au prorata du
10 nombre de MW.

11 Cette approche a été appliquée avec succès dans le cadre de l'appel d'offres
12 A/O 2002-01.

13

14 **Marge de capacité de transport**

15 En ce qui concerne la perte de marge de capacité de transport, le Distributeur
16 rappelle que le coût de transport est composé des éléments suivants :

- 17 • Coût générique de transport pour le réseau à 735 kV
18 • Coût d'intégration au réseau régional
19 • Coût du poste de départ de la centrale
20 • Taux de pertes électriques

21 La perte de marge dont il est question ne touche que le premier élément de cette
22 liste.

23 Lorsqu'il planifie son réseau, le Transporteur s'assure d'installer des
24 équipements de capacité suffisante pour satisfaire certains critères de
25 conception reconnus dans l'industrie. Il arrive qu'il se dégage une marge de
26 capacité sur certaines sections du réseau à cause de la nature discrète (et non
27 continue) des additions d'équipements en transport.

28

1 Dans le cadre de l'évaluation des soumissions, le fait d'imputer à une nouvelle
2 centrale un coût de transport suffisant pour assurer le maintien de la marge de
3 capacité observée sur le réseau de transport au moment du lancement de l'appel
4 d'offres équivaldrait à appliquer un critère de conception de réseau plus
5 exigeant que celui que le Transporteur applique normalement. Or, la *Loi sur la*
6 *Régie de l'énergie* exige que le Distributeur recherche la combinaison de
7 soumissions ayant le coût le plus bas, incluant le coût de transport. De l'avis du
8 Distributeur, cela suppose qu'il faut rechercher le coût de transport le moindre,
9 en fonction des critères de conception du réseau de transport approuvés par la
10 Régie. L'imputation à une centrale d'un coût de transport additionnel
11 (correspondant au coût de maintenir une marge de capacité sur une partie du
12 réseau de transport) ne respecte pas cette règle et apparaît donc comme sous-
13 optimale.

14

15 **3 DURÉE DES CONTRATS DE LONG TERME**

16 Dans sa décision D-2002-17, la Régie demande au Distributeur *«de permettre*
17 *des contrats d'approvisionnement d'une durée de 15 à 25 ans, avec option de*
18 *renouvellement, au choix du fournisseur» et ce, afin de «permettre au plus grand*
19 *nombre possible de fournisseurs de répondre à cet appel d'offres».*

20 Le Distributeur est d'avis que la durée de vie des contrats devrait être ramenée à
21 15 à 20 ans et qu'aucune option de renouvellement ne devrait être accordée,
22 pour les raisons suivantes.

23 Il n'est pas dans l'intérêt du Distributeur ni de sa clientèle de s'engager par
24 contrat pour des durées trop longues. En effet, il est difficile de prévoir quels
25 seront les prix d'électricité dans un avenir éloigné. De plus, une durée trop
26 longue pose des difficultés quant à la durée de vie prévue des équipements du
27 fournisseur, laquelle peut varier selon le type de technologie utilisée. Enfin,
28 l'expérience des appels d'offres du Distributeur a démontré que, peu importe le

1 type de technologie utilisée, une durée de contrat de 20 ans est suffisante pour
2 que le promoteur obtienne le financement requis pour un projet de production
3 d'électricité, dans les cas où Hydro-Québec est l'acheteur de l'électricité.

4 Quant à l'option de renouvellement au choix du fournisseur, le Distributeur est
5 d'avis qu'elle désavantage nettement la clientèle québécoise. En effet, une telle
6 option ne sera exercée par le fournisseur à l'échéance de son contrat que si le
7 prix d'électricité sur les marchés est inférieur au prix qu'il pourrait obtenir du
8 Distributeur. Autrement, il n'exercera pas son option. De plus, une telle option en
9 faveur du fournisseur ne peut lui permettre d'obtenir des conditions de
10 financement qui seraient meilleures que ce qu'il obtiendrait autrement. Ainsi, le
11 Distributeur et ses clients ne peuvent s'attendre à ce que le fait d'offrir une telle
12 option ait comme conséquence une réduction du prix d'achat de l'électricité. Il
13 apparaît préférable de laisser le choix au fournisseur de participer à d'autres
14 appels d'offres du Distributeur lorsque son contrat sera terminé. Il pourra de la
15 sorte participer à des appels d'offres de long terme ou de court terme. Dans ce
16 dernier cas, ceci contribuera en plus à augmenter la liquidité du marché de court
17 terme au Québec, ce qui est un objectif éminemment désirable.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2005-2014
DES RÉSEAUX AUTONOMES**

TABLE DES MATIÈRES

1. PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES	5
1.1. GÉNÉRALITÉS	5
1.2. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ	6
1.3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS	6
1.4. ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION	7
1.4.1. Critères de planification	7
1.5. TARIFICATION	8
1.6. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	9
1.6.1. Programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes	9
1.6.2. Programmes d'économie d'énergie	10
1.7. SITUATION ACTUELLE	10
1.8. PRÉVISION - HORIZON 2014	10
1.9. STRATÉGIES 2005-2007	12
2. PORTRAITS DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET INSTALLATIONS	13
2.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE	14
2.1.1. Situation actuelle	14
2.1.2. Suivi – 2002-2004	14
2.1.3. Prévision - horizon 2014	14
2.1.4. Stratégies 2005-2007	15
2.2. NUNAVIK	15
2.2.1. Situation actuelle	16
2.2.2. Suivi – 2002-2004	16
2.2.3. Prévision - horizon 2014	17
2.2.4. Stratégies 2005-2007	17
2.3. BASSE CÔTE-NORD	18
2.3.1. Situation actuelle	18
2.3.2. Suivi – 2002-2004	19
2.3.3. Prévision - horizon 2014	19
2.3.4. Stratégies 2005-2007	20
2.4. ANTICOSTI	20
2.4.1. Situation actuelle	20
2.4.2. Suivi – 2002-2004	20
2.4.3. Prévision - horizon 2014	21
2.4.4. Stratégies 2005-2007	21
2.5. HAUTE-MAURICIE	21
2.5.1. Situation actuelle	21
2.5.2. Suivi – 2002-2004	22
2.5.3. Prévision - horizon 2014	22
2.5.4. Stratégies 2005-2007	23

3. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES INSTALLATIONS PAR CENTRALE	24
3.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE	24
3.1.1. <i>Cap-aux-Meules</i>	24
3.1.2. <i>Île-d'Entrée</i>	24
3.2. NUNAVIK (NORD DU 53 ^E PARALLÈLE)	25
3.2.1. <i>Kuujuarapik</i>	25
3.2.2. <i>Umiujaq</i>	25
3.2.3. <i>Inukjuak</i>	25
3.2.4. <i>Puvirnituk</i>	26
3.2.5. <i>Akulivik</i>	26
3.2.6. <i>Ivujivik</i>	26
3.2.7. <i>Salluit</i>	27
3.2.8. <i>Kangiqsujuaq</i>	27
3.2.9. <i>Quaqtaq</i>	27
3.2.10. <i>Kangirsuk</i>	28
3.2.11. <i>Aupaluk</i>	28
3.2.12. <i>Tasijuaq</i>	28
3.2.13. <i>Kuujjuaq</i>	29
3.2.14. <i>Kangiqsualujjuaq</i>	29
3.3. BASSE CÔTE-NORD	30
3.3.1. <i>Lac Robertson</i>	30
3.3.2. <i>La Romaine</i>	30
3.4. ANTICOSTI	30
3.4.1. <i>Port-Menier</i>	30
3.5. HAUTE MAURICIE	31
3.5.1. <i>Opitciwan</i>	31
3.5.2. <i>Wemotaci</i>	31
3.5.3. <i>Clova</i>	31
4. CONCLUSION	33

ANNEXES

ANNEXE A	CARTE GÉOGRAPHIQUE
ANNEXE B	LES BESOINS ET LES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION EN 2003
ANNEXE C	TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN VIGUEUR EN 2004

1 **1. PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES**

2 **1.1. GÉNÉRALITÉS**

- 3 • **Le territoire** : le territoire desservi est vaste, mais peu peuplé. Il couvre
4 37 villages, répartis entre les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (le Nord du
5 53^e parallèle), la Basse Côte-Nord, l'île d'Anticosti et la Haute Mauricie,
6 lesquels sont alimentés par 25 centrales¹. (Voir Annexes A et B)

7 ◇ L'archipel des **Îles-de-la-Madeleine**, situé à 290 km à l'est de
8 Gaspé, est alimenté en électricité par deux centrales thermiques
9 situées à Cap-aux-Meules et à l'Île-d'Entrée.

10 ◇ Le **Nunavik** longe la Baie d'Ungava, de Kangiqsualujjuak au nord-
11 est jusqu'à Salluit au nord, ainsi que la Baie d'Hudson, d'Ivujivik au
12 nord jusqu'à Kuujuarapik et Whapmagoostui au sud. Les
13 conditions climatiques au nord du 53^e parallèle, caractérisées par
14 de longs hivers secs et des étés courts, froids et humides, font que
15 l'accès au territoire ne se fait que par avion, sauf une ou deux fois
16 l'an par bateau. Le territoire comprend 14 villages inuits et un
17 village cri.

18 ◇ La **Basse Côte-Nord** comprend 15 villages le long de la rive nord
19 du golfe du Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc Sablon.
20 Les clients de Chevery à Blanc Sablon sont alimentés par la
21 centrale hydraulique du Lac Robertson.

22 ◇ L'île d'**Anticosti**, où seul le village de Port-Menier est alimenté par
23 la centrale d'Hydro-Québec Distribution.

¹ Incluant les centrales de La Tabatière, St-Augustin et de Blanc-Sablon, lesquelles assurent la relève en cas de panne et d'entretien.

1 ◇ La **Haute-Mauricie** comprend trois localités, dont deux
2 communautés Attikameks.

3 • **Le type de production** : hormis l'électricité produite par la centrale
4 hydroélectrique du Lac Robertson et acheminée aux villages à l'est de La
5 Romaine, c'est uniquement la production thermique locale qui assure
6 l'alimentation des clients des réseaux autonomes. La production
7 thermique est une technologie éprouvée, simple, connue, fiable et facile
8 d'entretien. Elle présente également l'avantage d'être relativement
9 économique (installation et exploitation), de fournir de l'énergie et de la
10 puissance de façon permanente et de ne pas être sujette aux aléas du
11 vent, de l'ensoleillement et des apports hydriques.

12 **1.2. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ**

13 La prévision des besoins en électricité, en puissance et en énergie, est établie à
14 partir de la croissance démographique, des ajouts de charges spécifiques
15 identifiées pour chacune des centrales, en considérant également l'historique des
16 ventes et les prévisions de constructions de nouveaux bâtiments au nord du 53e
17 parallèle.

18 Les prévisions en besoins présentées dans ce document correspondent à la
19 production totale des centrales, incluant les pertes de transport et de distribution
20 et la consommation des centrales.

21 La planification des besoins repose aussi sur l'hypothèse du maintien des
22 programmes d'efficacité énergétique et de la tarification actuellement en vigueur.

23 **1.3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS**

24 À court terme (2005-2007), les moyens envisagés pour répondre aux besoins
25 sont : 1) le maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification

1 dissuasive au nord du 53^e parallèle et, éventuellement, 2) l'ajout de production
2 thermique aux installations existantes.

3 À long terme, afin de pouvoir répondre aux besoins des clients et étant donné
4 l'augmentation prévisible des coûts du pétrole, plusieurs alternatives à la
5 production thermique sont envisagées. Les principaux moyens envisagés sont le
6 raccordement au réseau principal, le développement de projets d'énergie
7 renouvelable (éolien, hydraulique, etc.), ainsi que des moyens alternatifs ou
8 complémentaires à la production thermique.

9 **1.4. ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION**

10 D'ici 2007, le moyen le plus fiable et sécuritaire pour alimenter les clients
11 consiste en l'ajout ou le remplacement de groupes électrogènes dans les
12 installations existantes. Le choix d'équipement est fait en considérant la fiabilité,
13 le coût et le rendement de chacun. Dans tous les cas, le Distributeur met en
14 œuvre la solution réalisable au moindre coût.

15 **1.4.1. Critères de planification**

16 Pour les réseaux autonomes, le Distributeur base sa planification des
17 équipements sur la capacité ferme des centrales, afin de minimiser le risque de
18 perte d'alimentation. La capacité ferme se compose de deux critères : un critère
19 de disponibilité (n-1) et un critère de stabilité (90 %). L'équation qui en résulte est
20 la suivante : $(n-1) * 90 \%$.

21 Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée d'une centrale
22 moins le groupe le plus puissant (n-1). Cela permet d'alimenter tous les clients
23 en période de pointe, même si le groupe le plus puissant est indisponible. Le
24 risque qu'un groupe soit indisponible est réduit par la maintenance régulière des
25 équipements. Un plan d'urgence est en place pour chacun des territoires en cas
26 de panne majeure sur plus d'un groupe. La puissance installée est dorénavant

1 calculée en fonction du facteur de puissance réel de la charge du réseau, au lieu
2 de tenir uniquement compte des spécifications du manufacturier.

3 Le critère de stabilité correspond à 90 % de la charge de n-1, cela permet d'être
4 en mesure d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge,
5 ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

6 Pour les centrales du Nunavik, la réserve à respecter est dorénavant calculée à
7 partir de la puissance installée au lieu de la puissance ferme. En appliquant ces
8 deux modifications, le Distributeur : 1) évite d'avoir des groupes électrogènes
9 surdimensionnés, et 2) reporte de plusieurs années les investissements
10 initialement requis dans le plan d'approvisionnement 2001. Les ajustements
11 apportés aux critères de planification assurent un approvisionnement en
12 électricité à la clientèle tout aussi fiable et sécuritaire.

13 Notons que le critère de disponibilité est différent pour la centrale thermique des
14 Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules), étant donné la capacité de chaque
15 groupe (11,2 MW), comparativement à ceux des autres centrales thermiques
16 (maximum 1,6 MW). La capacité ferme est déterminée à partir de l'équation (n-
17 2)*90 %. Le temps requis pour l'entretien d'un tel groupe est important et le
18 critère de disponibilité retenu permet de faire l'entretien, de façon plus
19 économique, tout au long de l'année, tout en ayant toujours un groupe en
20 réserve.

21 **1.5. TARIFICATION**

22 Au nord du 53^e parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de
23 l'électricité aux besoins de base. Ce tarif favorise l'utilisation du mazout comme
24 source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau domestique. Un
25 programme de compensation pour le prix du mazout vise à assurer un traitement
26 économique équitable aux clients qui ne sont pas assujettis au tarif régulier,
27 offert au sud du 53^e parallèle.

1 Au sud du 53^e parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que
2 pour le réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale.
3 Toutefois, afin de réduire la consommation d'électricité, il existe actuellement
4 divers programmes qui favorisent l'utilisation de mazout ou d'une combinaison
5 mazout-bois pour le chauffage de l'espace et de l'eau domestique.

6 **1.6. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

7 L'efficacité énergétique est un moyen utilisé par le Distributeur pour assurer une
8 gestion efficace de la demande d'électricité. L'efficacité énergétique comporte
9 trois volets : économie d'énergie, gestion de la consommation et utilisation
10 efficace de la source d'énergie.

11 ***1.6.1. Programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes***

12 Les coûts relativement élevés de la production au moyen de groupes
13 électrogènes ont amené Hydro-Québec Distribution à mettre en place des
14 programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes (PEERA) adaptés
15 aux particularités des différents réseaux autonomes. Les PEERA visent
16 actuellement uniquement le volet «utilisation efficace de l'énergie» (voir Annexe
17 C). Notons qu'un dossier spécifique traitant des programmes d'efficacité
18 énergétique en réseaux autonomes devrait être soumis à la Régie de l'énergie au
19 cours de la prochaine année.

20 Les PEERA ont évolué au cours des années. Les PEERA intégraient initialement
21 des mesures d'économie d'énergie et d'utilisation efficace de l'énergie. Les
22 mesures d'économie d'énergie touchait principalement l'isolation thermique (Îles
23 de la Madeleine, Haute-Mauricie, Basse Côte-Nord) et des audits énergétiques.
24 Parallèlement, les programmes ont intégré des volets incitant les clients à
25 privilégier le mazout comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de
26 l'eau domestique. .

1 **1.6.2. Programmes d'économie d'énergie**

2 Le plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) 2005-2010 d'Hydro-Québec
3 Distribution, récemment soumis à la Régie (R-3552-2004) sera offert à
4 l'ensemble des clients du Distributeur, y compris la clientèle des réseaux
5 autonomes.

6 **1.7. SITUATION ACTUELLE**

7 À la fin de l'année 2003, les réseaux autonomes comptaient 14 395
8 abonnements répartis sur cinq territoires distincts, soit les Îles-de-la-Madeleine,
9 le Nunavik, la Basse Côte-Nord, l'île d'Anticosti et la Haute-Mauricie. Pour
10 l'année 2003, les besoins des réseaux autonomes s'élevaient à 334,1 GWh et la
11 somme des pointes annuelles atteignait 70,5 MW. La puissance installée était de
12 144,3 MW.

13 **1.8. PRÉVISION - HORIZON 2014**

14 Au cours des 10 prochaines années, la hausse des besoins requiert une
15 augmentation de la puissance installée de 10,7 MW, pour atteindre 154,6 MW à
16 la fin de 2014.

Production, pointes et puissance installée – Réseaux autonomes	2003*	2007	2014	Taux de croissance 2003-2014
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	334,2	356,2	388,6	16%
Somme des pointes annuelles (MW)	70,6	74,7	81,3	15%
Puissance installée (MW)	144,3	145,9	154,6	7%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	532,4	594,5	78%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	137,6	153,8	118%
Contribution des interventions commerciales				
à la réduction des besoins (MW)	s/o	62,9	72,5	
à la réduction des besoins (GWh)		176,2	205,6	

1 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Le scénario sans interventions commerciales (programmes d'efficacité
3 énergétique, tarification dissuasive et conditions de fournitures spécifiques au
4 nord du 53^e parallèle) engendrerait des besoins additionnels en énergie pour
5 s'établir à 594,5 GWh en 2014, une hausse de 78% par rapport à la production
6 de 2003. Par comparaison, avec le maintien de ces interventions, la hausse
7 prévue est de 16%. En ce qui concerne la pointe, la hausse serait de 72,5 MW
8 pour une pointe de 153,8 MW en 2014, une hausse de 118% par rapport à 2003,
9 plutôt que 15% avec le maintien des interventions.

10 L'estimation des besoins sans les interventions commerciales repose sur
11 l'hypothèse de conversions massives vers le chauffage électrique des locaux et
12 de l'eau sanitaire dès la première année suite à l'abandon de ces interventions
13 commerciales, soit 2005 dans le contexte du présent Plan. Le facteur d'utilisation
14 retenu pour estimer les besoins de pointe au nord du 53^e parallèle pour ces
15 usages (35 %) est légèrement plus élevé qu'ailleurs au Québec (29 %), afin de
16 refléter la saison de chauffage plus longue et plus froide au nord du 53^e parallèle.

1 **1.9. STRATÉGIES 2005-2007**

2 D'ici 2007, le Distributeur maintiendra les interventions commerciales spécifiques
3 aux réseaux autonomes, afin d'éviter des besoins additionnels de 176,2 GWh en
4 énergie et 62,9 MW en puissance de pointe en 2007.

5 De plus, en 2007, il est prévu d'ajouter un groupe électrogène de 520 kW à
6 l'extérieur de la centrale de Wemotaci pour continuer d'assurer un
7 approvisionnement fiable. En 2007, le remplacement d'un groupe électrogène de
8 800 kW par un de 1505 kW est prévu à la centrale de Kuujuaq. Il est aussi
9 prévu, en 2007, de remplacer un groupe électrogène de 600 kW par un de 1250
10 kW à la centrale de Opitciwan. Ailleurs pour les autres réseaux autonomes,
11 aucune augmentation de puissance n'est requise d'ici 2007.

Centrale	Augmentation nette de puissance requise (kW)			
	2005	2006	2007	2005-2007
Kuujuaq	0	0	705 *	705
Opitciwan	0	0	650 *	650
Wemotaci	0	0	520 **	520
Total	0	0	1875	1875

12
13
14
15

* La puissance est augmentée parallèlement à un remplacement devenu nécessaire.

** Un groupe moteur est ajouté.

1
2

2. PORTRAITS DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET INSTALLATIONS

Sommaire des besoins en électricité – réseaux autonomes par territoire	2003*	2007	2014	Taux de croissance 2003-2014
Îles-de-la-Madeleine				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	177,6	182,7	192,8	9%
Somme des pointes annuelles (MW)	36,6	36,9	38,9	7%
Puissance installée (MW)	68,4	68,4	68,4	0%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	217,2	229,9	29%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	52,0	54,9	50%
Nunavik (nord du 53° parallèle)				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	60,2	70,5	88,1	46%
Somme des pointes annuelles (MW)	11,5	13,5	16,8	45%
Puissance installée (MW)	27,3	28,0	32,4	19%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	200,2	247,5	311%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	56,5	69,6	504%
Basse Côte-Nord				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	75,5	79,6	87,2	16%
Somme des pointes annuelles (MW)	17,5	18,6	20,5	17%
Puissance installée (MW)	38,1	38,5	43,5	14%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	80,0	87,6	16%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	18,8	20,6	18%
Anticosti				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	5,0	5,6	6,2	24%
Somme des pointes annuelles (MW)	1,3	1,4	1,6	20%
Puissance installée (MW)	2,8	2,8	4,1	44%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	6,5	7,3	45%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	1,8	2,0	53%
Haute Mauricie				
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	15,9	17,8	14,3	-10%
Somme des pointes annuelles (MW)	3,7	4,3	3,5	-1%
Puissance installée (MW)	7,7	8,2	6,2	-20%
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	s/o	28,5	22,2	39%
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	8,5	6,7	83%

3 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 **2.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

2 La population des Îles-de-la-Madeleine comptait pour près de la moitié de la
3 clientèle et des besoins en électricité dans les réseaux autonomes en 2003.
4 Selon les prévisions, cette proportion tendra à diminuer au cours des prochaines
5 années étant donné une croissance démographique relativement lente.

6 **2.1.1. Situation actuelle**

7 À la fin de l'année 2003, les deux centrales thermiques des Îles-de-la-Madeleine,
8 situées à Cap-aux-Meules et à l'Île-d'Entrée, desservaient 6 832 abonnements.
9 Au cours de l'année 2003, les deux centrales ont produit 177,6 GWh et la somme
10 des pointes annuelles des deux centrales est de 36,6 MW. La puissance installée
11 des deux centrales est de 68,4 MW. L'Île-d'Entrée compte pour une faible
12 fraction de ces données, soit 1,5%.

13 Les programmes d'efficacité énergétique visant l'utilisation du mazout comme
14 source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adressent aux
15 clientèles résidentielle et d'affaires (voir annexe 3).

16 **2.1.2. Suivi – 2002-2004**

17 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, le
18 maintien des programmes d'efficacité énergétique et la capacité installée en
19 place ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients des Îles-de-
20 la-Madeleine à l'horizon 2004. Par ailleurs, le projet de rattachement de l'Île-
21 d'Entrée à la centrale de Cap-aux-Meules par câble sous-marin ne semble pas
22 rentable et n'est pas envisagé pour l'instant.

23 **2.1.3. Prévision - horizon 2014**

24 Les deux centrales aux Îles-de-la-Madeleine sont en mesure de répondre aux
25 besoins du territoire d'ici 2014, à condition de maintenir les programmes

1 d'efficacité énergétique actuels. Néanmoins, les groupes électrogènes actuels
2 atteindront leurs fin de vie utile à partir de 2011. Le remplacement des six
3 groupes électrogènes de la centrale de Cap-aux-Meules devrait être fait d'ici
4 2015. Une étude est en cours afin de déterminer la faisabilité technique et
5 économique de retarder ces remplacements. Dans ces conditions, les besoins en
6 énergie atteindront 192,8 GWh en 2014, une hausse de 9% par rapport à 2003.
7 Les besoins en pointe s'élèveront à 38,9 MW, une hausse de 7% par rapport à
8 2003.

9 Sans les programmes d'efficacité énergétique, la puissance installée des
10 centrales de Cap-aux-Meules et de l'Île-d'Entrée devraient être augmentées dès
11 2004. En 2014, les besoins en énergie s'élèveraient à 229,9 GWh et les besoins
12 à la pointe à 54,9 MW, des augmentations respectives de 29% et de 50% par
13 rapport à 2003.

14 **2.1.4. Stratégies 2005-2007**

15 Avec le maintien des programmes d'efficacité énergétique aux Îles-de-la-
16 Madeleine, les deux centrales sont en mesure de répondre aux besoins du
17 territoire d'ici 2007. À l'horizon 2007, les programmes d'efficacité énergétique
18 contribuent à effacer des besoins de 15,1 MW dans l'archipel.

19 **2.2. NUNAVIK**

20 Le Nunavik comptait pour un peu plus du quart de la clientèle des réseaux
21 autonomes en 2003 et ses besoins en électricité comptaient pour 18 % des
22 besoins en énergie et pour 16 % des besoins en puissance. Selon les prévisions,
23 cette proportion tendra à augmenter au cours des prochaines années étant
24 donné un fort accroissement démographique.

1 **2.2.1. Situation actuelle**

2 En 2003, les 14 centrales au nord du 53^e parallèle desservait
3 4 097 abonnements. Cette année-là, elles ont produit 60,2 GWh et la somme des
4 pointes annuelles s'élevait à 11,5 MW. La puissance installée sur ce territoire est
5 de 27,3 MW

6 Les programmes d'efficacité énergétique visant l'utilisation du mazout comme
7 source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adressent aux
8 clientèles résidentielle et d'affaires privées (voir annexe C).

9 Par ailleurs, des tarifs dissuasifs sont en vigueur au nord du 53^e parallèle. Pour la
10 clientèle résidentielle, la consommation au-delà de 30 kWh/jour est facturée à
11 27,68 ¢/kWh. Pour la clientèle d'affaires, il y a interdiction de chauffer les locaux
12 et l'eau à l'électricité, à défaut de quoi toute la consommation d'électricité est
13 facturée à 61,18 ¢/kWh. De plus, des frais de branchement de 5000 \$ sont
14 exigés si le chauffage est électrique, tant pour la clientèle résidentielle que celle
15 d'affaires. Ceci explique principalement pourquoi la clientèle se chauffe
16 essentiellement au mazout.

17 **2.2.2. Suivi – 2002-2004**

18 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, le
19 maintien des interventions commerciales et les ajouts de capacité installée
20 prévus (Ivujivik, Kangirsuk, Aupaluk, Kuujuaq et Kangiqsualujuaq) ont suffi pour
21 répondre aux besoins en électricité des clients du Nunavik à l'horizon 2004.
22 L'application des modifications apportées aux critères de planification a permis
23 d'éviter des investissements initialement prévus à Umiujaq, Salluit et Akulivik.
24 Enfin, aucun investissement n'a été nécessaire pour les autres centrales du
25 Nunavik.

1 Le raccordement de Kuujjuaq au réseau intégré avec de nouvelles technologies
2 ne semble présentement pas une solution rentable, ce projet est donc écarté
3 pour l'instant .

4 ***2.2.3. Prévision - horizon 2014***

5 Les centrales au nord du 53^e parallèle nécessiteront des investissements
6 importants pour rester en mesure de répondre aux besoins locaux du territoire
7 d'ici 2014. Ces investissements sont principalement prévus pour la construction
8 de trois nouvelles centrales (Puvirnituk, Inukjuak et Kuujjuaq) à partir de 2010.

9 En maintenant les interventions commerciales actuelles, les besoins en énergie
10 atteindront 88,1 GWh en 2014, une hausse de 46% par rapport à 2003. Les
11 besoins à la pointe s'élèveront parallèlement à 16,8 MW, une hausse de 45% par
12 rapport à 2003.

13 La contribution des interventions commerciales permet de soustraire 159,4 GWh
14 aux besoins en énergie et 52,8 MW aux besoins de pointe en 2014. En effet,
15 sans interventions commerciales, les besoins en énergie s'élèveraient à
16 247,5 GWh et les besoins de pointe à 69,6 MW, une augmentation respective de
17 311% et de 504% par rapport à 2003.

18 ***2.2.4. Stratégies 2005-2007***

19 Pour répondre aux besoins d'ici 2007, il est prévu de remplacer les moteurs
20 ayant atteint la fin de leur vie utile. Ces remplacements se feront à Inukjuak et
21 Puvirnituk. Une augmentation de puissance est prévue à Kuujjuaq en 2007. Il
22 faut également maintenir les interventions commerciales actuelles,
23 principalement le tarif dissuasif, lesquelles soustraient 43 MW aux besoins de
24 pointe en 2007.

1 Ainsi, au cours de la période 2005-2007, la puissance installée passera
2 globalement de 27,3 MW à 28,0 MW.

3 **2.3. BASSE CÔTE-NORD**

4 La Basse Côte-Nord comptait pour 17 % de la clientèle des réseaux autonomes
5 en 2003 et ses besoins en électricité comptaient pour environ 25 % des besoins
6 en énergie et en puissance. La population de la Basse Côte-Nord se chauffe
7 majoritairement à l'électricité. C'est pourquoi la proportion des besoins
8 d'électricité de ce territoire au sein des réseaux autonomes est relativement
9 importante.

10 **2.3.1. Situation actuelle**

11 À la fin de l'année 2003, on comptait 2 503 abonnements sur le territoire du
12 réseau Lac Robertson et une centrale diesel à La Romaine. Le réseau Lac
13 Robertson dessert la population de la Basse Côte-Nord, en aval de La Romaine.
14 Par ailleurs, trois centrales assurent la relève, en cas de panne à la centrale
15 hydroélectrique. Ces centrales sont situées à Blanc-Sablon, St-Augustin et à La
16 Tabatière. Les centrales ont produit 75,5 GWh au cours de l'an 2003 et la
17 somme de leurs pointes annuelles était de 17,5 MW, pour une puissance
18 installée de 38,1 MW.

19 Il n'y a aucun programme d'efficacité énergétique, visant l'utilisation du mazout
20 comme source de chauffage, offert à la clientèle du réseau Lac Robertson. À La
21 Romaine, le programme d'efficacité énergétique en vigueur s'adresse
22 uniquement à la clientèle résidentielle.

1 **2.3.2. Suivi – 2002-2004**

2 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, la
3 capacité installée prévue a suffi pour répondre aux besoins en électricité des
4 clients de la Basse Côte-Nord à l'horizon 2004.

5 Les études relatives au projet de raccordement sont mises en veilleuse. Le projet
6 de raccordement de La Romaine au réseau principal à partir de Natashquan
7 n'obtient actuellement pas le soutien de la communauté. Le Distributeur poursuit
8 ainsi les négociations avec la communauté, en vue d'un partenariat relatif à une
9 centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane, située à proximité du village.

10 En 2003, le Distributeur a mis en place un réservoir de 800 000 litres, couvrant la
11 capacité de l'ancien réservoir, les ajouts prévus dans le plan
12 d'approvisionnement 2001 et la croissance des besoins à plus long terme.

13 **2.3.3. Prévision - horizon 2014**

14 Le réseau Lac Robertson est en mesure de répondre aux besoins en électricité
15 d'ici 2014, et ce, sans interventions commerciales.

16 À La Romaine, une augmentation la puissance serait requise en 2010. De plus,
17 la construction d'une nouvelle centrale ou la construction d'une ligne de
18 distribution (34 kV) à partir de Natashquan pourrait s'avérer nécessaire en 2010.
19 Dans l'éventualité où le projet de construction d'une centrale hydroélectrique
20 avec la communauté n'est pas acceptée, le raccordement semble pour l'instant le
21 projet le plus rentable d'un point de vue économique.

22 Sans le programme d'efficacité énergétique, les besoins en énergie prévus pour
23 la région est de 87,6 GWh en 2014 et ceux en puissance de 20,6 MW,
24 représentant une hausse de 16% pour l'énergie et de 18% pour la puissance.

1 **2.3.4. Stratégies 2005-2007**

2 Les centrales actuelles de la Basse Côte-Nord sont en mesure de répondre aux
3 besoins en électricité d'ici 2007, avec une puissance installée de 38,5 MW. Le
4 Distributeur continue les négociations avec la communauté en vue de la
5 construction d'une centrale hydraulique à La Romaine.

6 **2.4. ANTICOSTI**

7 Le village de Port-Menier comptait pour 1,3 % de la clientèle des réseaux
8 autonomes en 2003. Les besoins en électricité comptaient pour moins de 2% des
9 besoins en énergie et en puissance. Seul le village de Port-Menier est alimenté
10 par la centrale d'Hydro-Québec Distribution, les pourvoiries répondent à leurs
11 besoins énergétiques de façon autonome.

12 **2.4.1. Situation actuelle**

13 À la fin de l'année 2003, on comptait 187 abonnements à Port-Menier. La
14 centrale a produit 5,0 GWh au cours de l'an 2003 et la pointe annuelle était de
15 1,3 MW, pour une puissance installée de 2,8 MW.

16 Le programme d'efficacité énergétique d'Anticosti visant l'utilisation du mazout
17 comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adresse à la
18 clientèle résidentielle et à la clientèle d'affaires (voir annexe C).

19 **2.4.2. Suivi – 2002-2004**

20 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, la
21 capacité installée a suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de
22 Port-Menier à l'horizon 2004.

1 **2.4.3. Prévision - horizon 2014**

2 Pour Port-Menier, en maintenant le programme d'efficacité énergétique actuel,
3 aucune augmentation de la puissance installée n'est requise sur l'horizon. Ce
4 programme permet de soustraire 0,4 MW ou 22% des besoins à la pointe à
5 l'horizon de la période.

6 Avec le maintien du programme d'efficacité énergétique à Port-Menier, les
7 besoins en énergie et en puissance augmenteront respectivement de 24% et
8 20% de 2003 à 2014, atteignant 6,2 GWh et 1,6 MW en 2014.

9 Sans le programme d'efficacité énergétique, les besoins en énergie seraient de
10 7,3 GWh en 2014 et ceux en puissance de 2,0 MW, représentant une hausse de
11 45% pour l'énergie et de 53% pour la puissance.

12 **2.4.4. Stratégies 2005-2007**

13 Le Distributeur maintiendra le programme d'efficacité énergétique en vigueur, ce
14 qui est essentiel. Celui-ci contribue à soustraire 0,4 MW aux besoins à la pointe
15 en 2007, soit une réduction équivalente à 22%.

16 **2.5. HAUTE-MAURICIE**

17 La Haute-Mauricie comptait pour 5% de la clientèle des réseaux autonomes en
18 2003 et ses besoins en électricité comptaient pour 5% des besoins en énergie et
19 en puissance.

20 **2.5.1. Situation actuelle**

21 À la fin de l'année 2003, les trois centrales diesel de la Haute-Mauricie
22 desservait 776 abonnements. Au cours de l'année 2003, ces centrales ont
23 produit 15,9 GWh et la somme de leurs pointes annuelles était de 3,7 MW. La
24 puissance installée des centrales était de 7,7 MW.

1 À Clova, le programme d'efficacité énergétique favorisant l'utilisation du mazout
2 comme source d'énergie pour le chauffage de l'espace et de l'eau s'adresse
3 uniquement à la clientèle résidentielle. À Wemotaci et Opitciwan, le programme
4 d'efficacité énergétique s'adresse à la clientèle résidentielle et à la clientèle
5 d'affaires. Ce programme vise, en plus, à favoriser à l'utilisation du bois comme
6 source de chauffage.

7 ***2.5.2. Suivi – 2002-2004***

8 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2001, la
9 capacité installée a suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de
10 l'ensemble de la Haute-Mauricie à l'horizon 2004.

11 L'étude du projet de raccordement du village de Wemotaci au réseau principal à
12 partir du futur projet d'aménagements hydroélectriques de la Chute-Allard et des
13 Rapides-des-Cœurs montre que cette initiative sera rentable pour le Distributeur.

14 Le raccordement de Opitciwan au réseau intégré ne semble pas présentement
15 une solution viable, ce projet est donc écarté pour l'instant.

16 ***2.5.3. Prévision - horizon 2014***

17 Les trois centrales peuvent répondre aux besoins prévus d'ici 2014, à condition
18 de maintenir les programmes d'efficacité énergétique actuels. Dans ces
19 conditions, les besoins en énergie s'établiront à 14,3 GWh et les besoins en
20 pointe à 3,5 MW à la fin de cette période. La contribution des programmes
21 permet de soustraire 3,2 MW aux besoins en pointe en 2014. Sans les
22 programmes d'efficacité énergétique, les besoins en énergie s'élèveraient à
23 22,2 GWh en 2014 et les besoins en pointe à 6,7 MW. Contrairement aux
24 villages Attikameks, où une croissance significative de la population est prévue,
25 Clova devrait connaître, au cours des prochaines années, une décroissance à ce
26 niveau.

1 Le raccordement du village de Wemotaci est prévu pour 2008-2009. La prévision
2 de la demande d'électricité de Wemotaci sera intégrée à celle du réseau principal
3 à partir de 2008.

4 ***2.5.4. Stratégies 2005-2007***

5 Le Distributeur maintiendra les programmes d'efficacité énergétique, ce qui
6 contribue à effacer 4,2 MW des besoins en pointe à l'horizon 2007. Au cours de
7 cette période, la puissance installée augmentera de 7,7 MW à 8,2 MW. Le
8 raccordement de Wemotaci au réseau principal est prévu pour 2008-2009. À
9 Opitciwan, le remplacement d'un groupe électrogène est prévu en 2007. Le
10 Distributeur est toujours à la recherche de moyens alternatifs, dont le
11 raccordement au réseau. À Clova, aucun investissement n'est requis.

1

2 **3. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES**
3 **INSTALLATIONS PAR CENTRALE**

4 **3.1. ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

5 **3.1.1. Cap-aux-Meules**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03- 14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	176,4	177,4	178,7	180,1	181,5	182,9	184,3	185,7	187,2	188,6	190,1	191,5	9%
Pointe (MW)	36,3	35,7	36,0	36,3	36,6	36,9	37,2	37,5	37,7	38,0	38,3	38,6	7%
Puissance installée (MW)	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	0%
Capacité ferme (MW)	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	0%
Réserve (MW)	4,1	4,6	4,3	4,0	3,7	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	-58%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	176,4	210,6	212,2	214,0	215,7	217,4	219,2	220,9	222,7	224,5	226,3	228,2	29%
Pointe (MW)	36,3	50,4	50,8	51,2	51,6	52,0	52,4	52,8	53,2	53,6	54,0	54,4	50%

6 **3.1.2. Île-d'Entrée**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	1,4	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	19%
Pointe (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	16%
Puissance installée (MW)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0%
Capacité ferme (MW)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0%
Réserve (MW)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	-10%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	1,7	1,8	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	53%
Pointe (MW)	0,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	67%

7 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1
2 **3.2. NUNAVIK (NORD DU 53^E PARALLÈLE)**

3 **3.2.1. Kuujjuarapik**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	8,8	9,2	9,4	9,7	9,9	10,1	10,3	10,6	10,8	11,0	11,3	11,6	31%
Pointe (MW)	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	39%
Puissance installée (MW)	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	4,0	4,0	4,0	16%
Capacité ferme (MW)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5	25%
Réserve (MW)	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,5	0,4	0,4	-20%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	8,8	25,6	26,2	26,9	27,5	28,1	28,7	29,3	29,9	30,6	31,3	31,9	262%
Pointe (MW)	1,6	7,1	7,3	7,5	7,6	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	472%

4 **3.2.2. Umiujaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	35%
Pointe (MW)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	36%
Puissance installée (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0%
Capacité ferme (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0%
Réserve (MW)	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	-55%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	278%
Pointe (MW)	0,4	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	411%

5 **3.2.3. Inukjuak**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	6,4	6,7	7,0	7,3	7,6	7,9	8,3	8,6	9,0	9,4	9,8	10,2	60%
Pointe (MW)	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	51%
Puissance installée (MW)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	28%
Capacité ferme (MW)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	40%
Réserve (MW)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	-7%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	6,4	19,8	20,6	21,5	22,3	23,2	24,1	25,1	26,1	27,1	28,2	29,4	361%
Pointe (MW)	1,3	5,7	5,9	6,2	6,4	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8	8,1	8,4	527%

6 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1
 2

3.2.4. Puvirnitug

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	7,3	7,7	8,0	8,3	8,6	8,9	9,2	9,5	9,8	10,2	10,5	10,9	50%
Pointe (MW)	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	52%
Puissance installée (MW)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	4,0	39%
Capacité ferme (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,6	65%
Réserve (MW)	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,6	142%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	7,3	21,7	22,6	23,4	24,2	25,0	25,8	26,7	27,6	28,5	29,5	30,5	321%
Pointe (MW)	1,3	6,1	6,3	6,5	6,8	7,0	7,2	7,5	7,7	8,0	8,2	8,5	539%

 3 **3.2.5. Akulivik**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	36%
Pointe (MW)	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	37%
Puissance installée (MW)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1%
Capacité ferme (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	2%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	-86%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,1	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	291%
Pointe (MW)	0,4	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	457%

 4 **3.2.6. Ivujivik**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	34%
Pointe (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	33%
Puissance installée (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0%
Capacité ferme (MW)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0%
Réserve (MW)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-39%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	283%
Pointe (MW)	0,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	411%

5 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1
 2

3.2.7. Salluit

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,1	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,2	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	46%
Pointe (MW)	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	45%
Puissance installée (MW)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	39%
Capacité ferme (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	34%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	-34%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,1	14,6	15,2	15,7	16,3	16,9	17,5	18,1	18,7	19,4	20,1	20,8	309%
Pointe (MW)	1,0	4,1	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	494%

 3 **3.2.8. Kangiqsujaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	37%
Pointe (MW)	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	45%
Puissance installée (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0%
Capacité ferme (MW)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0%
Réserve (MW)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-56%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,5	7,4	7,7	7,9	8,1	8,3	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	291%
Pointe (MW)	0,5	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	489%

 4 **3.2.9. Quaqtq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	33%
Pointe (MW)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	27%
Puissance installée (MW)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0%
Capacité ferme (MW)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0%
Réserve (MW)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-42%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,8	5,3	5,4	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	268%
Pointe (MW)	0,4	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	383%

5

* Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 3.2.10. Kangirsuk

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	34%
Pointe (MW)	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	38%
Puissance installée (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0%
Capacité ferme (MW)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0%
Réserve (MW)	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-76%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	2,7	7,8	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,7	9,9	274%
Pointe (MW)	0,5	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	425%

2 3.2.11. Aupaluk

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	34%
Pointe (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	32%
Puissance installée (MW)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0%
Capacité ferme (MW)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	-34%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	270%
Pointe (MW)	0,2	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	411%

3 3.2.12. Tasijuaq

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	39%
Pointe (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	24%
Puissance installée (MW)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	25%
Capacité ferme (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	34%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	56%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	1,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6	5,7	5,9	6,0	290%
Pointe (MW)	0,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	414%

4 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 **3.2.13. Kuujjuaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	13,9	15,1	16,3	16,9	17,8	18,6	19,2	19,9	20,6	21,4	22,1	22,9	65%
Pointe (MW)	2,5	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9	4,0	60%
Puissance installée (MW)	4,6	4,6	4,6	4,6	5,2	5,2	5,9	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	32%
Capacité ferme (MW)	3,1	3,1	3,1	3,1	3,3	3,3	3,9	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	32%
Réserve (MW)	0,6	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,5	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0	-92%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	13,9	42,8	46,6	48,2	50,5	52,9	54,6	56,4	58,2	60,2	62,2	64,4	364%
Pointe (MW)	2,5	12,2	12,9	13,4	14,1	14,6	15,1	15,6	16,1	16,6	17,2	17,8	607%

 2 **3.2.14. Kangisualujjuaq**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	24%
Pointe (MW)	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	32%
Puissance installée (MW)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0%
Capacité ferme (MW)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0%
Réserve (MW)	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	-40%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	3,8	10,8	11,1	11,3	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,3	251%
Pointe (MW)	0,7	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	435%

3 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

4

1 3.3. Basse Côte-Nord
2 3.3.1. Lac Robertson

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Besoins													
Production totale (GWh)	63,1	63,6	64,2	64,7	65,3	65,9	66,5	67,1	67,7	68,3	69,0	69,6	10%
Pointe (MW)	14,0	14,7	14,8	15,0	15,1	15,2	15,4	15,5	15,7	15,8	16,0	16,1	15%
**Puissance installée (MW)	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	0%
Capacité ferme (MW)	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	0%
Réserve (MW)	6,1	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	-35%

3 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

4 ** La puissance installée inclut deux centrales thermiques, une à Blanc-Sablon et l'autre à La Tabatière.

5 3.3.2. La Romaine

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	12,4	13,1	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1	15,6	16,1	16,5	17,0	17,6	41%
Pointe (MW)	3,5	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	26%
Puissance installée (MW)	5,2	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	105%
Capacité ferme (MW)	3,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	101%
Réserve (MW)	0,2	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	3,5	3,4	3,3	3,1	3,0	1362%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	12,4	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1	15,5	16,0	16,5	16,9	17,4	18,0	45%
Pointe (MW)	3,5	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	30%

6 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

7 3.4. ANTICOSTI
8 3.4.1. Port-Menier

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,0	5,3	5,3	5,4	5,6	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	24%
Pointe (MW)	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	20%
Puissance installée (MW)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	4,1	44%
Capacité ferme (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,6	66%
Réserve (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	1,0	319%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	5,0	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,9	7,0	7,0	7,2	7,3	45%
Pointe (MW)	1,3	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	53%

9 * Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

1 **3.5. Haute Mauricie**

2 **3.5.1. Opitciwan**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	10,2	10,5	10,7	11,0	11,3	11,6	11,9	12,2	12,5	12,9	13,2	13,5	33%
Pointe (MW)	2,5	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	38%
Puissance installée (MW)	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	15%
Capacité ferme (MW)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	22%
Réserve (MW)	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-68%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	10,2	15,7	16,1	16,6	17,1	17,6	18,1	18,6	19,2	19,7	20,3	20,9	105%
Pointe (MW)	2,5	4,8	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,9	6,0	6,2	6,4	155%

3 **3.5.2. Wemotaci**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	4,9	5,1	5,3	5,6	5,8	Raccordement au réseau principal						s/o	
Pointe (MW)	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	Raccordement au réseau principal						s/o	
Puissance installée (MW)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,8	Raccordement au réseau principal							
Capacité ferme (MW)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,8	Raccordement au réseau principal							
Réserve (MW)	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	Raccordement au réseau principal							
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	4,9	9,1	9,5	9,9	10,3	Raccordement au réseau principal						s/o	
Pointe (MW)	1,0	2,7	2,8	2,9	3,0	Raccordement au réseau principal						s/o	

4 **3.5.3. Clova**

	2003*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crois. Totale 03-14
Avec interventions commerciales													
Production totale (GWh)	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	10%
Pointe (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	12%
Puissance installée (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0%
Capacité ferme (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0%
Réserve (MW)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-20%
Sans interventions commerciales													
Production totale (GWh)	0,7	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	71%
Pointe (MW)	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	130%

- 5 • Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température

1 • caractéristiques des équipements par centrale (2003)

Centrale	# de moteur	Capacité (kW)	Âge moyen (heures)	Rendement (KWh/litre)	Type de combustible	FU
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 200	44 481	4,67	97% lourd	55,6
Île-d'Entrée	4	3 x 290 , 1 x 320	30 088	3.23	léger #2	42,7
Kuujuarapik	3	3 x 1135	49 510	3.62	léger #2	65,0
Umiujaq	3	2 x430 , 1 x 281	29 492	3.41	léger #2	53,3
Inukjuak	4	1x400, 1x600, 1x855, 1x1135	48 255	3.84	léger #2	54,3
Puvirnituk	3	1x 600 , 2x 1135	45 866	3.79	léger #2	62,0
Akulivik	3	1x 320, 2x 337	18 649	3.39	léger #2	56,7
Ivujivik	3	1x 447 , 1x376, 1x281	16 602	3.21	léger #2	52,6
Salluit	3	2x 855 , 1x 420	45 937	3.70	léger #2	58,6
Kangijsujuaq	3	2x 560 , 1x 400	46 041	3.52	léger #2	55,2
Quaqtaq	3	1x320,1x376,1x450	13 291	3.49	léger #2	54,7
Kangirsuk	3	2x 450 , 1x 560	21 122	3.55	léger #2	54,2
Aupaluk	3	1x 330 , 1x 275, 1x210	4 074	3.37	léger #2	55,6
Tasiujaq	3	1x 216 , 1x 327, 1x 331	13 509	3.65	léger #2	53,9
Kuujuuaq	5	1x1135, 4x855	38 742	3.78	léger #2	65,3
Kangijsualujuaq	3	1x855, 2x560	30 503	3.55	léger #2	61,6
Lac Robertson	2	2x 10 800	Énergie hydraulique			51,5
La Tabatière	7	4x 1100, 3x800	30 858	s/o	léger #2	s/o
Blanc Sablon	4	2x 1600, 2x 800	33 289	s/o	léger #2	s/o
St-Augustin	1	1x 400	45 994	s/o	Léger #2	s/o
La Romaine	6	1x1135, 4x855, 1x600	50 492	3.78	léger #2	40,9
Port-Menier	3	1x1135, 2x 855	37 657	3.59	léger #2	43,9
Clova	2	2x298	27 217	2.97	léger #2	56,2
Wemotaci	3	1x840,1x855,1x600	45 780	3.51	léger #2	54,6
Opitciwan	4	2x1635, 1x600, 1x1135	29 607	3.61	léger #2	46,3

1 **4. CONCLUSION**

2 Le Distributeur utilise différents moyens à sa disposition pour répondre aux
3 besoins en électricité de la clientèle en réseaux autonomes. Il intervient à travers
4 la demande d'électricité via les programmes d'efficacité énergétique, la
5 tarification dissuasive et les conditions de services en place. Ceux-ci permettent
6 de contenir significativement la hausse des besoins en électricité de façon à
7 minimiser les ajouts de puissance.

8 De plus, différents moyens de production sont mis de l'avant pour répondre aux
9 besoins de la clientèle en électricité.

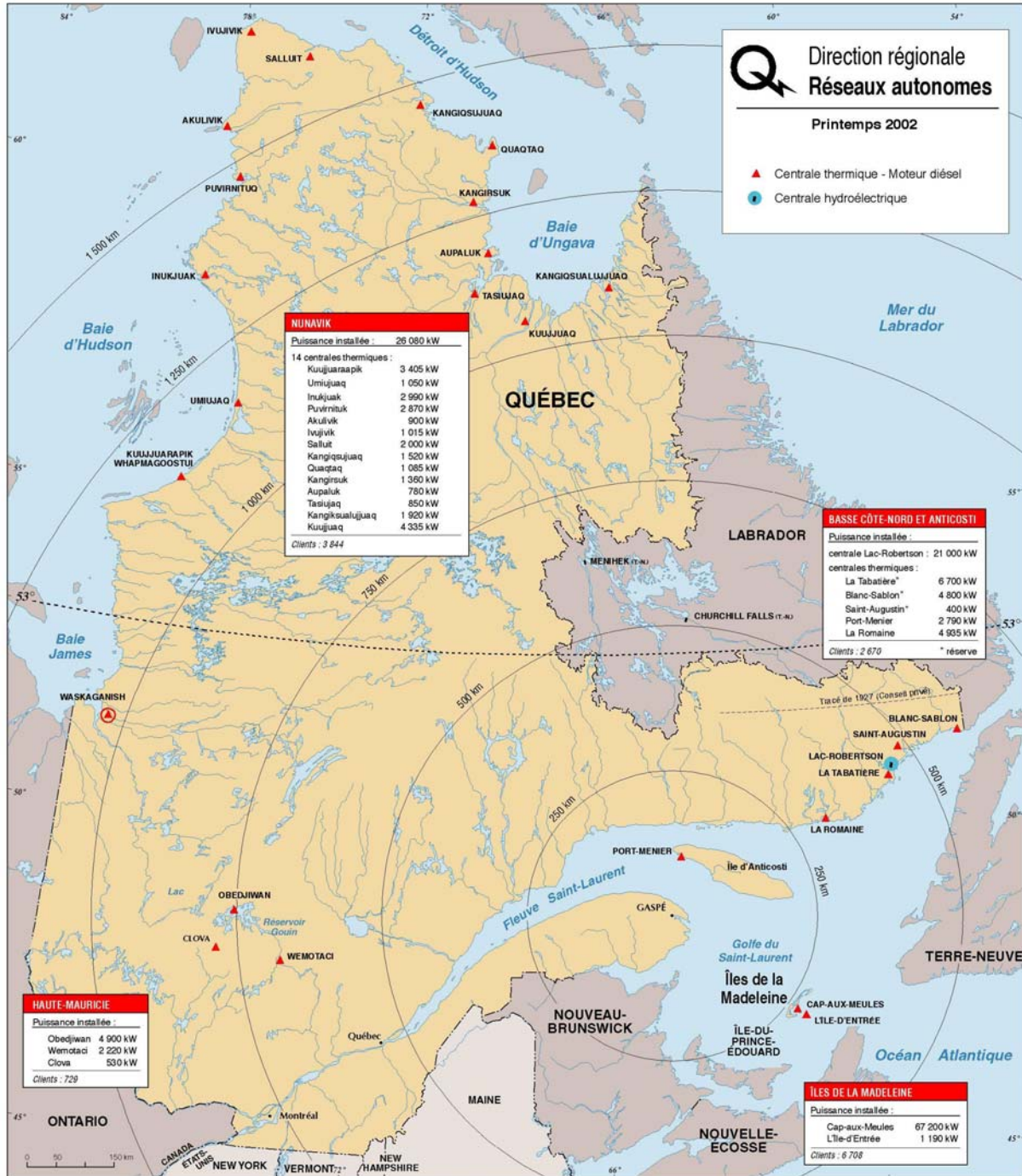
10 À l'horizon 2007, des ajouts de capacité et/ou de moteurs dans les centrales
11 thermiques actuelles ont été retenus. À plus long terme, diverses solutions sont
12 envisagées pour produire à moindre coût. D'une part, le village de Wemotaci
13 sera raccordé. D'autre part, plusieurs projets sont à l'étude, soit : la construction
14 d'une centrale hydroélectrique en partenariat avec la communauté à La
15 Romaine, le raccordement de La Romaine à partir de Natashquan et le jumelage
16 éolien-diesel au Nunavik.

17 La stratégie proposée vise à garantir, au meilleur coût possible, un
18 approvisionnement fiable et sécuritaire à une population dispersée sur un vaste
19 territoire exposée à des conditions climatiques extrêmes comportant des
20 températures très froides, de forts vents et des milieux salins.

ANNEXE A
CARTE GÉOGRAPHIQUE



RÉSEAUX AUTONOMES



ANNEXE B

LES BESOINS ET LES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION EN 2003

Les besoins et les équipements de production en 2003

	Nombre d'abonnements déc. 2003	Énergie produite (GWh)	Pointe 2003-2001 (MW)	Puissance installée (MW)	Capacité ferme (MW)
Iles de la Madeleine					
Cap-aux-Meules	6 737	176,4	36,3	67,2	40,3
Île-d'Entrée	95	1,1	0,3	1,2	0,8
Sous-total :	6 832	177,6	36,6	68,4	41,1
Nord du 53^e parallèle					
Kuujuarapik	506	8,8	1,6	3,4	2,0
Umiujaq	131	1,8	0,4	1,1	0,6
Inukjuak	451	6,4	1,3	3,0	1,7
Puvirnituq	481	7,3	1,3	2,9	1,6
Akulivik	167	2,1	0,4	1,0	0,6
Ivujivik	100	1,5	0,3	1,1	0,6
Salluit	364	5,1	1,0	2,1	1,1
Kangiqsujuaq	203	2,5	0,5	1,5	0,9
Quaqtaq	129	1,8	0,4	1,2	0,7
Kangirsuk	175	2,7	0,5	1,5	0,8
Aupaluk	84	1,1	0,2	0,8	0,4
Tasiujaq	109	1,5	0,3	0,9	0,5
Kuujuuaq	967	13,9	2,5	4,6	3,1
Kangiqsualujuaq	230	3,8	0,7	2,3	1,3
Sous-total :	4 097	60,2	11,5	27,3	15,9
Basse Côte-Nord					
Lac-Robertson*	2 173	63,1	14,0	32,9	20,1
La Romaine	330	12,4	3,5	5,2	3,7
Sous-total :	2 503	75,5	17,5	38,1	23,8
Anticosti	187	5,0	1,3	2,8	1,5
Haute Mauricie					
Clova	65 ²	0,7	0,2	0,5	0,2
Wemotaci	290	4,9	1,0	2,3	1,3
Opitciwan	421	10,2	2,5	4,9	3,0
Sous-total :	776	15,9	3,7	7,7	4,5
Réseaux autonomes	14 395	334,2	70,6	144,3	86,8

* Le réseau Lac-Robertson est composé de trois centrales thermiques et d'une centrale hydroélectrique de deux groupes turbines-alternateurs de 10 800 kW chacune.

² Estimation.

ANNEXE C

**TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUE
ACTUELLEMENT EN VIGUEUR**

Programmes d'efficacité énergétique Réseaux Autonomes			Compensation	Subvention			Entretien & dépannage		Tarif
Territoire	PEE	Clientèle	%	Conversion	Nouvelle construction	Remplacement	Entretien annuel	Dépannage réparation	
IDLM	IDLM	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	Tarif normalisé
		Affaires	Parité						
Anticosti	Anticosti	Résidentiel	30%	X	X		X		Tarif normalisé
		Affaires	30%				X		
Basse Côte-Nord	La Romaine	Résidentiel	30%	X	X				Tarif normalisé
		Affaires							
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel		X	X				Tarif normalisé
		Affaires							
	Attikamek	Résidentiel	30%		X		X ¹	X	Tarif normalisé
		Affaires	30%				X	X	
Nunavik	Cri	Résidentiel	30%						Tarif disuasif
		Affaires							Résidentiel 2e tranche / 27,68 ¢/kWh
	Makivik	Résidentiel	30%				X	X	Affaires : ≠ chauffage sinon 61,18 ¢/kWh
		Affaires	30%				X	X	

en vigueur au 1er avril 2004

¹ Inclus le ramonage